



Naturalis

Repositorio Institucional

<http://naturalis.fcnym.unlp.edu.ar>

Universidad Nacional de La Plata

Facultad de Ciencias Naturales y Museo



Caracterización de la Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional en el área Loma Jarillosa Este : enfoque sísmico

Fragomeno, Matías

Especialista en Geociencias de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

Dirección: Vergani, Gustavo

Co-dirección: María, Sebastián

Facultad de Ciencias Naturales y Museo

2018

Acceso en:

<http://naturalis.fcnym.unlp.edu.ar/id/20190528001675>



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons
Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional



Naturalis

Repositorio Institucional
FCNyM - UNLP

Universidad Nacional de la Plata

Especialización en Geociencias de la Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos



**“CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN VACA MUERTA
COMO RESERVORIO NO CONVENCIONAL EN EL ÁREA LOMA
JARILLOSA ESTE. ENFOQUE SÍSMICO”**

Tesina de Posgrado

Matías Fragomeno

Director

Gustavo Vergani

Codirector

Sebastián María

La Plata, Argentina

Octubre 2018

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por el soporte constante.

A Gustavo Vergani, director de esta tesina, por su ayuda, consejos y tiempo.

A Sebastián María, codirector, por su espacio y disponibilidad.

A Ángela Melli, directora de la carrera, por su tiempo y paciencia, y por permitirme utilizar las instalaciones de la especialización cuando era requerido.

A Pluspetrol, por la ayuda incondicional de sus profesionales y por proveer la información necesaria.

ÍNDICE

1. Introducción	1
1.A. Marco Geológico	2
1.A.i. Evolución Tectónica	2
1.B.ii. Regiones Morfológicas	4
1.C.iii. Estratigrafía	6
1.B. Estratigrafía Sísmica	8
2. Sistema Petrolero	12
2.A. Generalidades	12
2.B. Play Vaca Muerta	15
3. Loma Jarillosa Este	19
3.A. Antecedentes y Sistema Petrolero	19
3.B. Características de la Fm. Vaca Muerta	19
3.B.i. Estratigrafía y Mineralogía	19
3.B.ii. Estructura	21
3.B.iii. Caracterización y estratigrafía sísmica	24
3.B.iv. Geoquímica	27
4. Información y Metodología de trabajo	31
5.Resultados	40
5.A. Mapas estructurales e isopáquicos	40
5.B. Atributos Geométricos	44
5.B.i. Varianza	44
5.B.ii. Curvatura Máxima	46
5.B.iii. Curvatura de Buzamiento	46
5.C. Atributos Estratigráficos	48
5.C.i Inversión Genética Uranio	48
5.C.ii Inversión Genética Gamma Ray	51
5.D. Propiedades Elásticas y Geoquímicas	55
5.D.i. Tiempo de tránsito compresional (DTC)	56
5.D.ii. Densidad (DEN)	59
5.D.iv. Tiempo de tránsito de cizalla (DTS)	61
5.D.v. Contenido orgánico total (COT)	63

5.E. Propiedades Elásticas ν y E	69
5.E.i. Coeficiente de Poisson (ν)	69
5.E.ii. Módulo de Young (E)	70
6.Conclusiones	72
7.Bibliografía	74

PRÓLOGO

En la Cuenca Neuquina la mayor parte de los hidrocarburos acumulados en reservorios convencionales tuvo su origen en la Fm. Vaca Muerta, siendo la roca madre más conocida de la cuenca con miles de pozos que la atraviesan. Es por esto, que la industria petrolera ha puesto en los últimos años especial interés sobre su potencial como reservorio no convencional, debido a la existencia de hidrocarburos remanentes en su matriz.

En el presente informe se ha decidido caracterizar en el área de concesión Loma Jarillosa Este a dicha formación desde el punto de vista sísmico con el fin de identificar las zonas o intervalos de mayor potencial prospectivo a través de la predicción de propiedades de interés de los pozos.

La Fm. Vaca Muerta integra junto a la Fm. Quintuco secuencias progradantes hacia el NO con facies carbonáticas proximales (Quintuco) y silicoclásticas distales (Vaca Muerta). Su potencia en el área tiene un promedio de 100 metros y disminuye levemente en esa dirección. Litológicamente está compuesta por margas bituminosas, cuyo contenido orgánico (COT) es considerablemente elevado en la sección basal. Estructuralmente exhibe condiciones poco complejas, evidenciada por la presencia de tres trenes de fallas normales de alto buzamiento hacia el NE y SO alternativamente. Los atributos sísmicos geométricos de Varianza y Curvatura, revelan esta estructuración y confirman la interpretación original.

Utilizando el cubo de amplitudes sísmicas se ha decidido predecir ciertas propiedades de interés de los pozos. El perfil de rayos gamma y la concentración de uranio responden respectivamente al contenido litológico y orgánico, por lo que a partir del atributo de Inversión Genética de cada uno de ellos, se obtuvieron volúmenes que permitieron demostrar que la sección inferior posee litologías finas y alto contenido orgánico.

La posesión del cubo de impedancia acústica (IA) también permitió delinear las propiedades geofísicas que a ella la definen. La IA es el producto de la velocidad compresional (V_p) y la densidad (DEN), y posee una relación inversa con el contenido orgánico que imprime bajas velocidades y densidades. Tiene los menores valores para la base de Vaca Muerta, en concordancia con los porcentajes altos de COT que se midieron en los sondeos.

Volúmenes de Tiempo de tránsito compresional (DTC-inversa de V_p -), de cizalla (DTS) y densidad, obtenidos a partir de regresiones apropiadas a escala de pozo y luego trasladadas al cubo, permitieron la caracterización intrínseca de estas propiedades. Las tres de ellas tienen los menores valores para la sección inferior de Vaca Muerta. Lo propio también se hizo con el COT, obteniendo valores promedio entre 5 y 6 % en la base disminuyendo hasta <2% próximo al techo.

Con características similares, pero menos marcadas, una sección de menor espesor se identificó en la parte media superior de la formación. Los dos niveles guardan relación con la configuración de las unidades secuenciales, ya que se localizan a partir de sus límites inferiores.

Las propiedades elásticas Coeficiente de Poisson (ν) y Módulo de Young (E) son propiedades preliminares muy importantes a la hora de estudiar desde el punto de vista geomecánico a una roca y de planificar el diseño del fracturamiento hidráulico. Las secciones más frágiles son las más pobres en COT, y las más dúctiles las más ricas. Por lo tanto, su determinación en este trabajo es de gran interés.

Los resultados contribuirán a un mejor conocimiento de la Fm. Vaca Muerta, proveyendo una base para la predicción y delineación de reservorios no convencionales.

INTRODUCCIÓN

La Fm. Vaca Muerta constituye uno de los recursos de hidrocarburos no convencional de excelencia mundial. Su jerarquía como la roca madre más importante de la Cuenca Neuquina en la Argentina es conocida prácticamente desde los inicios de la actividad petrolera en dicha cuenca. Sin embargo, el auge que adquirió en los últimos diez años responde esencialmente al agotamiento natural de los plays convencionales, pero también a sus características geoquímicas, petrofísicas y geográficas muy atractivas. De aquí entonces su importancia y la necesidad de prospección que revele zonas apropiadas para su desarrollo.

El bloque Loma Jarillosa Este (figura 1) se sitúa a 60 km al noroeste de la ciudad de Neuquén en la región centro-este de la cuenca neuquina próximo al límite provincial entre Río Negro y Neuquén. Su desarrollo como yacimiento convencional, siendo la Fm. Tordillo la roca reservorio que se decidió explotar, comenzó en el año 2008, encontrándose a la fecha su producción casi agotada. Pero el nuevo contexto exploratorio de reservorios no convencionales puso interés en la Fm. Vaca Muerta del área, al igual que en otras áreas de la cuenca.

En este trabajo se pretende caracterizar como reservorio no convencional a dicha formación, a partir de la información sísmica disponible en el área de concesión Loma Jarillosa Este y evaluar su potencial prospectivo.

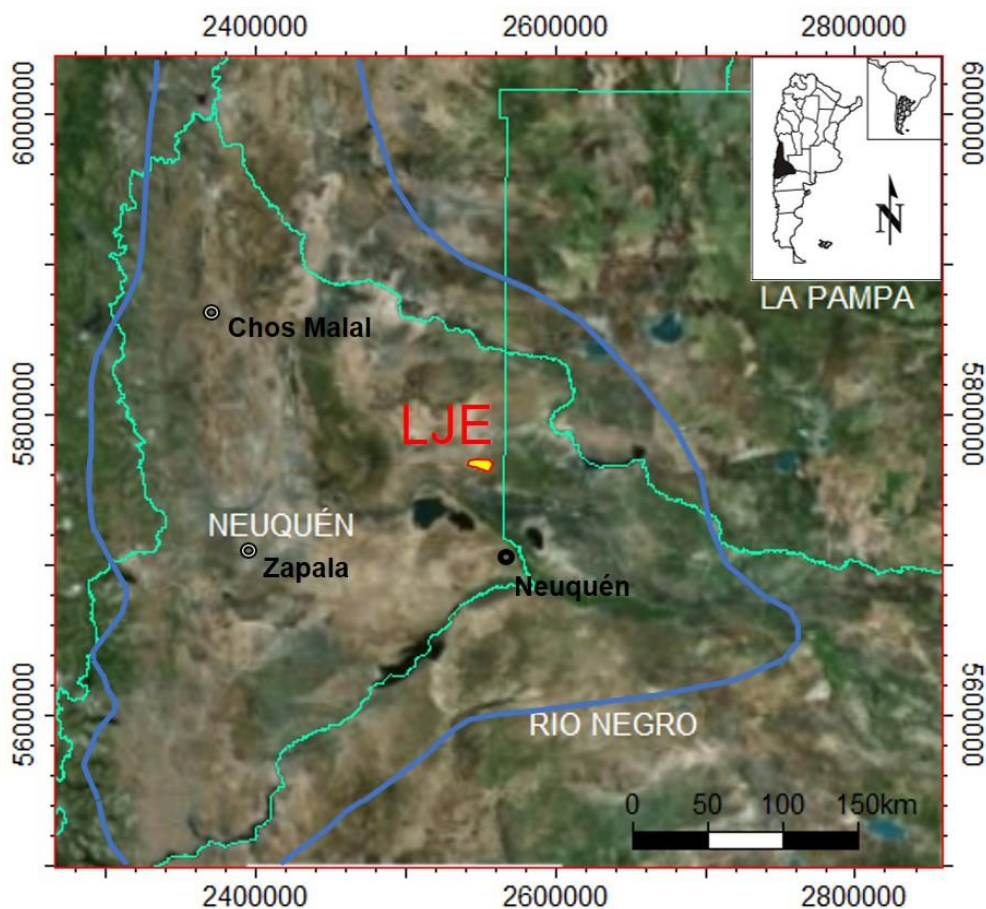


Figura 1. Ubicación del área Loma Jarillosa Este. En línea azul el límite de la Cuenca Neuquina.

Marco Geológico

Evolución Tectónica

La cuenca neuquina está ubicada al este de los Andes en el norte de la Patagonia. Cubre un área de más de 120.000 km² en el oeste central de la Argentina, abarcando las provincias de Neuquén y parte de Mendoza, La Pampa y Río Negro. Su registro estratigráfico de más de 6000 m de espesor incluye tanto facies continentales como marinas siliciclásticas, carbonáticas y evaporíticas con edades que van desde el Triásico al Paleógeno (figura 2).

Desde el punto de vista hidrocarburífero es la cuenca más importante del país con el 41% de la producción total de petróleo en la Argentina y el 59% de la producción de gas (Revista Petrotécnica N°4, IAP, 2017).

Su historia geológica está marcada por diferentes etapas tectónicas que han quedado plasmadas en el registro sedimentario (tomado del Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, 2011, Neuquén):

1. **Syn-rift** (Triásico superior – Jurásico inferior). Desarrollo del ciclo Precuyano (Gulisano et al., 1984) y parte del Cuyano inferior sobre un basamento integrado por metamorfitas silúricas y devónicas, y, plutonitas y vulcanitas del carbonífero - triásico inferior incluidas de forma general dentro del Grupo Choiyoi (figura 2).

2. **Post-rift** (Jurásico medio – Cretácico inferior). Durante el Jurásico inferior y medio comenzó la subducción en el margen occidental de Gondwana (Franzese et al., 2003) y a partir del Jurásico superior ya se había desarrollado el arco magmático. La subsidencia generada en el retroarco originó las condiciones para que se produjeran transgresiones desde el Océano Pacífico a través de aperturas en el arco (Spalletti et al., 2000; Macdonald et al., 2003), que junto con la extensión detrás del arco propiciaron la depositación de potentes sucesiones sedimentarias que involucran cambios en el nivel del mar, en las tasas de aporte sedimentario y subsidencia (Howell 2005). Los depósitos de esta etapa se dividen según Groeber (1946) y Groeber et. al. (1953) en dos grandes ciclos sedimentarios separados por discordancias regionales: ciclo Jurásico y ciclo Ándico (figura 2).

-Ciclo Jurásico (Hettangiano-Oxfordiano).

Constituido por sedimentitas marinas del Grupo Cuyo (Fm. Los Molles y Fm. Lajas) de aproximadamente 2500 m de espesor, donde se registra en el Pliensbaquiano la máxima expansión del mar [Subciclo Cuyano (Hettangiano – Calloviano medio)]. Luego de una reactivación tectónica (movimientos intercalovianos) se deposita en forma discordante la sucesión correspondiente al Grupo Lotena. El mismo está constituido por sedimentos clásticos y carbonáticos que representan un ciclo transgresivo-regresivo [Subciclo Loteniano – Chacayano (Calloviano medio – Oxfordiano superior)].

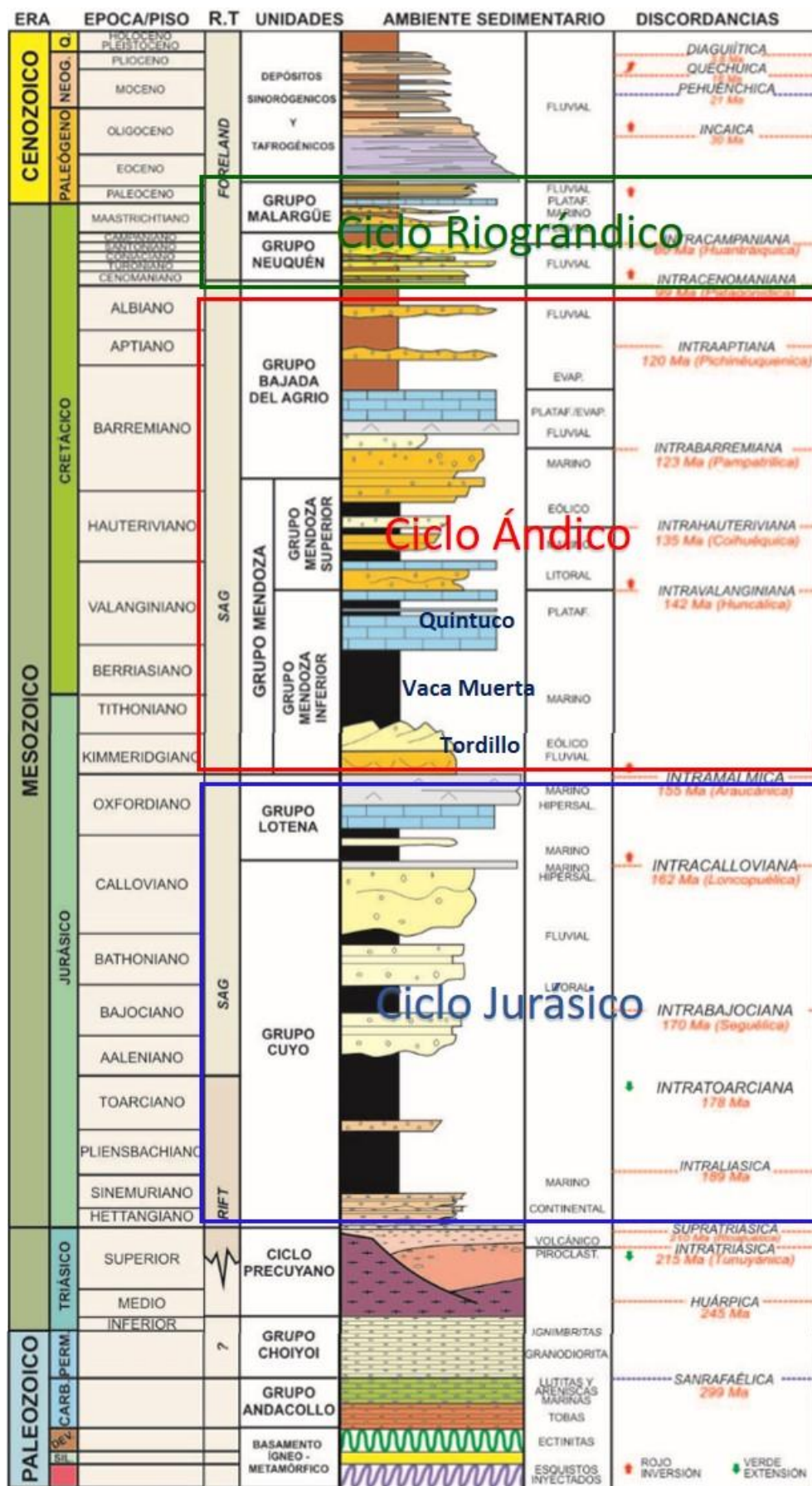


Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina. Tomado del Relatorio del XVII Congreso Geológico Argentino 2011.

-Ciclo Ándico (Kimmeridgiano – Albiano). Se desarrolla luego de un importante cambio paleogeográfico producto del alzamiento y migración del arco volcánico (movimientos Intraméricos o Araucánicos) que anularon las conexiones de la cuenca con el Pacífico. A su vez acontece la inversión tectónica mayor de la cuenca cuyo fenómeno más conocido es la Dorsal de Huincul [Kimmeridginano], lo que provoca una reorganización del campo de esfuerzos mesozoico (caracterizando el estilo extensivo jurásico - cretácico que precedió la fragmentación del margen SO de Gondwana). Es el Grupo Mendoza que da inicio a este ciclo, con un período de sedimentación continental representado por facies aluviales, fluviales y eólicas de edad Kimmeridgiana correspondiente a la Fm. Tordillo. Por encima y de forma abrupta sobreyacen las pelitas oscuras correspondientes a la Fm. Vaca Muerta con elevado contenido de materia orgánica generadas durante una inundación marina extensa en el Tithoniano configurando una megasecuencia con un arreglo predominantemente retrogradante (Leanza et al., 2011), y secuencias progradantes clásticas y carbonáticas de la Fm. Quintuco. Luego de un importante descenso del nivel del mar durante el Valanginiano se depositó en los sectores más deprimidos una sucesión de facies continentales, transicionales y marinas (Fm. Mulichinco) que representan una cuña de mar bajo. Por encima se presentan facies marinas de la Fm. Agrio. Finalmente, el ciclo Ándico se completa con sedimentos continentales, marinos someros, y evaporitas de edad Barremiana - Aptiana conformando el Grupo Rayoso (Fm Huitrín y Fm Rayoso) (figura 2).

3. **Compresión y cuenca de antepaís** (Cretácico superior – Cenozoico) Los depósitos de esta etapa se incluyen dentro del ciclo Riográndico. Se caracterizan por ser depósitos casi exclusivamente continentales incluidos en el Grupo Neuquén. Sobre el mismo se disponen sedimentitas clásticas y carbonáticas de ambiente marino somero del Grupo Malargüe que representa la primera transgresión Atlántica. Posteriormente una nueva etapa de deformación en el Cretácico superior (movimientos Intrasenonianos) reactivó viejas líneas de debilidad y originó grandes cambios paleogeográficos en la cuenca (figura 2).

Regiones Morfológicas

En la cuenca neuquina se reconocen seis grandes regiones morfoestructurales (figura 3).

- Faja Plegada
- Alto de los Chihuidos
- Plataforma Oriental
- Engolfamiento
- Dorsal de Huincul
- Plataforma Sur

El bloque Loma Jarillosa Este se localiza en la región del Engolfamiento (figura 3). La misma está limitada al norte por el lineamiento estructural Charco - Bayo Entre Lomas y hacia el sur por la fosa de Añelo (depocentro de gran espesor de sedimentos jurásicos y cretácicos). La deformación en este ambiente está representada mayormente por un fallamiento extensional con un leve componente de desplazamiento de rumbo. La cobertura conforma pliegues supratenuos y narices estructurales de escaso tamaño y relieve estructural sobre aquellas fallas. Las secciones generadoras de hidrocarburos de las Formaciones Los Molles y Vaca Muerta tienen los mayores espesores en la región del

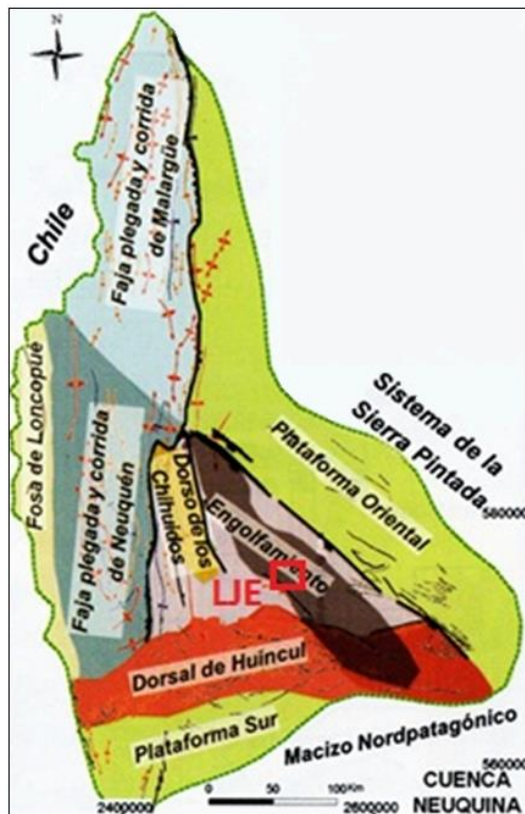


Figura 3. Ubicación de la cuenca neuquina y sus regiones morfoestructurales. Tomado y modificado de la Transecta regional de la Formación Vaca Muerta.

engolfamiento. La Fm. Vaca Muerta tiene además una distribución mayormente tabular, característica de una depositación durante la etapa de subsidencia termal.

Evolución Estructural del Engolfamiento

Presenta tres etapas claramente diferenciadas y cuya importancia como proceso formador de estructuras varía tanto temporal como espacialmente.

-La primera, el desarrollo del rift mecánico y su transición a un régimen de subsidencia térmica, comenzó en el Triásico tardío. La extensión de la etapa de rift se prolongó en sectores del Flanco Oriental hasta el Kimmeridgiano (Veiga et al. 1999; Rosello y Barrionuevo 2005).

-El segundo elemento es la propagación de las fallas del rift a la cobertura sedimentaria posterior, alcanzando en muchos casos hasta los depósitos del Cretácico tardío del Grupo Neuquén e inclusive hasta el Cenozoico (Arregui et

al. 2005). Cabe aclarar que este fallamiento es en gran parte del tiempo que duró su desarrollo, coetáneo con el tercer elemento, las fallas transcurrentes regionales y sus sistemas de fallas en echelón asociados.

-El tercer elemento lo constituyen los sistemas transcurrentes en general rectilíneos de orientación ONO (Pángaro & Bruveris 1999; Cristallini et al. 2009; Fernández et al. 2005; Mirenda & Carbone 2005) cuya génesis se interpreta por estos autores como el resultado de la propagación de fallas de alto ángulo a subverticales desde el basamento hacia la cobertura sedimentaria mesozoica. La geometría de estos lineamientos y sistemas de fallas asociados puede interpretarse como el resultado de un vector σ_1 de esfuerzo principal con orientación NO. Si se considera que la máxima extensión durante la etapa de rift resultó en un sistema de fallas normales de basamento de orientación NO, y que los sistemas transtensivos en echelon son atribuibles a un σ_1 NO, resta entonces acotar el momento en que se da la rotación de los vectores de esfuerzo.

Sobre la base de sólidos datos de sísmica 3D e integraciones regionales, y del hecho de que estos lineamientos atraviesan sin cambios de rumbo rasgos tectónicos del rift e inclusive al Bajo de Añelo, se dedujo que los sistemas de fallas en echelón obedecen exclusivamente al desarrollo de fallas de rumbo dextrales sin control previo sobre su disposición. El fallamiento de rumbo es sin embargo difícil de acotar ya que su intensidad disminuye hacia los niveles estratigráficos más altos y en consecuencia las fallas no alcanzan a propagarse hasta los sedimentos del Cretácico Tardío. Como el sistema dextrógiro interpretado es incompatible con el σ_1 E-O asociado a la deformación andina desde al menos el Mioceno, ésta sería la edad más joven posible para la deformación de rumbo y probablemente esté acotada al Cretácico.

Estratigrafía

El intervalo estratigráfico de interés del área de estudio está circunscripto al Grupo Mendoza inferior (Legarreta y Gulisano 1989) de edad Kimmeridgiana–Hauteriviana, y limitado por las discordancias Araucánica en la base y Huncálica en el techo (figura 4).

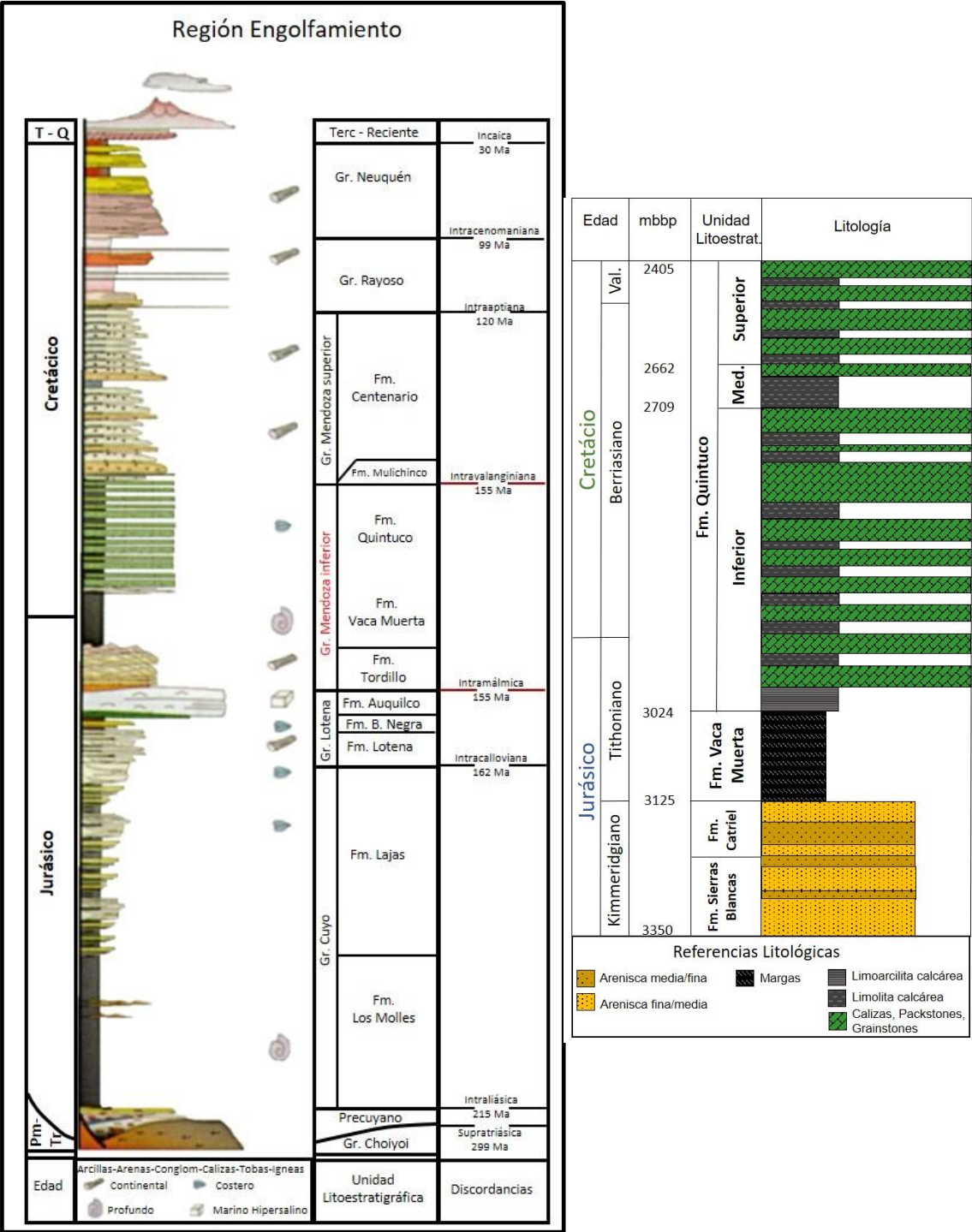
Fm. Tordillo (Stipanovic 1966, tomado del Tordillense de Groeber 1946)

Las sedimentitas clásticas continentales kimmeridgianas son conocidas estratigráficamente como la Fm. Tordillo. De naturaleza fuertemente erosional en la superficie basal y ampliamente distribuidas en la cuenca, recibe otras denominaciones en el subsuelo del engolfamiento (Digregorio 1972) tales como Fm. Sierras Blancas (areniscas de grano mediano a grueso), y Fm. Catriel (areniscas finas a medianas de mayor distribución areal).

Fm. Vaca Muerta (Weaver 1931)

El pasaje de la Fm. Tordillo a la suprayacente Fm. Vaca Muerta se manifiesta por una superficie transgresiva (Spalletti y Veiga 2007). De amplia distribución, traslapa los límites paleogeográficos de las unidades previas presentando un arreglo basal retrogradante para luego pasar a ser progradante. Los depósitos documentan el retorno a un contexto deposicional de cuenca marina con fondo euxínico, circundada por un cinturón nerítico sometido a sedimentación

carbonática y terrígena (Legarreta y Ulliana, 1999). Leanza (1973) designó al área de la pendiente occidental de la sierra de la Vaca Muerta como la localidad tipo de esta unidad. Posee espesores variables entre 11 m en la Comarca de Carrín Curá hasta 1250 m en áreas depocentrales (Sa. de la Vaca Muerta, Huncal, Trahuncurá). Sobre la base de la fauna de amonites su edad abarca



comunes hacia la base importantes niveles de concreciones calcáreas y niveles radiactivos. Sobre la base de su contenido faunístico (predominantemente amonites, microinvertebrados y vertebrados) se infiere que la batimetría de esta unidad no ha superado los 250 m de profundidad, estimación que concuerda con la de Mitchum y Ulliana (1985) a través de la medición de las clinoformas en registros sísmicos.

Formación Quintuco (Weaver 1931)

Se considera como Fm. Quintuco s.s. al conjunto de sedimentitas silicoclásticas marinas acumuladas en ambientes marino somero (costero) durante el Berriasiano Tardío al Valanginiano Temprano. En el subsuelo de la cuenca la industria petrolera aplicó el nombre de Fm. Quintuco para describir todas las sedimentitas suprayacentes a la Fm. Vaca Muerta hasta los depósitos de la Fm. Centenario, quedando allí englobadas litologías muy variadas, desde areniscas calcáreas, calizas oolíticas y micríticas, pelitas calcáreas, anhidritas y dolomías.

Estratigrafía Sísmica

Pioneros en el análisis depositacional secuencial fueron Robert Mitchum Jr. y Miguel Ulliana, quienes en 1985 publican un pormenorizado trabajo detallando este aspecto a escala regional sobre las rocas Tithonianas-Valanginianas de la cuenca neuquina. Sobre la base de líneas sísmicas 2D, afloramientos e información de pozos, ellos subdividieron a este intervalo en nueve secuencias depositacionales asignándoles edades a los límites según Vail, Hardenbol y Todd (1982, 1984). Este análisis se llevó a cabo utilizando los modelos tradicionales de sismo-estratigrafía y “shoreline trajectory” de Mitchum y Vail, entre otros. Todos los trabajos posteriores, entre los que se destacan los de Reijenstein y Posamentier (2014) y el de la “Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta” (IAPG, 2016), están fundamentados sobre este estudio.

La subdivisión en secuencias se fundamenta en la descripción de los tipos y sectores dentro de las clinoformas del sistema Quintuco-Vaca Muerta, que a su vez toma como base a la geometría, tipos de terminaciones y distribución de los reflectores sísmicos (figura 5). Los *topsets* ocurren en la porción proximal y somera con superficies casi horizontales y paralelas. El adelgazamiento es gradual y ocurre en parte por las sucesivas terminaciones en onlap y por convergencia de reflectores. Los *foresets* son las porciones centrales y con mayor pendiente de la secuencia, compuesta por lentes progradantes y de mayores espesores. Incluye downlaps y onlaps de las reflexiones contra la superficie subyacente, toplaps contra la superficie superior y una configuración interna progradante sigmoide a oblicua. El punto de quiebre de pendiente es el “punto de roll over” o quiebre de plataforma. Finalmente, los *bottomsets* ocurren

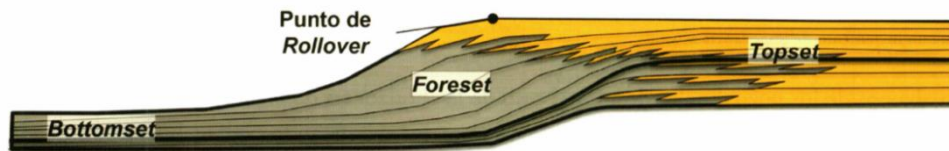


Figura 5. Segmentos de una clinoforma tipo. Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta (IAPG, 2016).

en la zona distal. Son porciones más delgadas, con reflectores paralelos a convergentes, continuos por largas distancias y con patrones de downlaps y concordantes.

Mitchum y Ulliana infieren a su vez que la configuración interna de cada clinoforma difiere debido a tasas de cambio en el nivel del mar, y agrupan a sus secuencias en tres conjuntos: A, B y C; D, E y F; G; H e I.

En la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta se dividió al intervalo Tithoniano-Valanginiano inferior en seis horizontes sísmicos subdivididos a su vez cada uno en dos intervalos sobre la base también de secciones sísmicas, perfiles de pozos y afloramientos (ver figuras 18 y 19).

El modelo deposicional propuesto para Vaca Muerta – Quintuco indica un ambiente de rampa carbonática progradante en sentido NO, con depósitos carbonáticos en posiciones proximales (Quintuco), gradando hacia abajo (posiciones distales) y en sentido NO a silicoclásticos y ricos en materia orgánica (Vaca Muerta). Esto implica un mayor contenido orgánico hacia la base de la unidad y un aumento del espesor de la Fm. Vaca Muerta en sentido NO, hacia el centro de la cuenca.

En la figura 6 se muestra las subdivisiones de Mitchum y Ulliana y el de la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta para el intervalo Vaca muerta-Quintuco, así como también las equivalencias con respecto a las superficies interpretadas en Loma Jarillosa Este, sobre lo cual nos explayaremos más adelante.

Mitchum & Ulliana (1985)	Transecta	Sup.	U	Loma Jarillosa Este
	V4			Quint. sup
I	V3	6		
H	V2			
G	V1	5		Quint. med
	B4			
F	B3	4		
	B2			Quint. inf
E	B1	3		
D	T5			
C	T4	2		
B	T3			TVM
	T2	1		VM_1_2
A	T1			VM_1_1
				MFS
				BVM

Figura 6. Tabla de equivalencias entre esquemas secuenciales. T=Tithoniano; B=Berriasiano; V=Valanginiano. A la derecha, equivalencias con los horizontes interpretados para Loma Jarillosa Este en este trabajo. (BVM: Base Vaca Muerta, MFS: Superficie de máxima inundación, TVM: Techo Vaca Muerta). Tomado y modificado de la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta.

La posición relativa del bloque al SE con respecto a la transecta regional puede verse en la figura 7. En la misma se observa el sentido de progradación de las secuencias deposicionales hacia el NO.

Se exponen y describen a continuación las unidades 1 y 2 con sus respectivos intervalos según la Transecta Regionales de la Fm. Vaca Muerta, ya que estas fueron las reconocidas en el área de estudio Loma Jarillosa Este para dicha formación, junto con una breve descripción de ellas a escala regional (ver figuras 19 y 20).

Unidad 1

Limitada por las superficies T1 y T3. Los reflectores internos muestran continuidad lateral y agradación en zona de bottomsets para los sectores NO y Central de la cuenca. Hacia el SE los reflectores trepan transicionalmente a zonas de foresets y topsets. Presenta clinoformas de muy bajo ángulo. En el sector SE, por encima de T2, se observa un arreglo dominante progradacional, geometrías plano-parallelas y apilamiento de tipo agradante.

-Intervalo T1-T2: Compuesto por intercalaciones de fangolitas silíceas, mixta calcárea, mixta silíceo arcillosa y arcillosa orgánica con alto contenido orgánico (COT 2-12 %). En el extremo SE la superficie T2 se asocia con el límite superior del intervalo con contenido orgánico y de composición más heterogénea, con intercalaciones de fangolitas calcáreas y calcáreo arcillosas. Incluye la sección condensada o “hot shale” (cocina de Vaca Muerta). Corresponde a la Zona de Virgatosphinctes mendozanus (Tithoniano Inferior alto) y a la parte inferior de la Zona de Aulacosphinctes proximus (Tithoniano medio alto).

-Intervalo T2-T3: Bien desarrollado en el sector SE. Dominan litologías de fangolitas calcáreas y en forma subordinada fangolitas mixtas y carbonatos. Hacia sector central y noroeste disminuye su potencia. COT 3-4% en zonas distales. Desde el punto de vista prospectivo, en partes del sector SE y Central, este intervalo separa dos objetivos no convencionales con diferentes características. En el ámbito de Sas. Blancas actuaría como una barrera para el crecimiento de fracturas hidráulicas. Se sitúa entre las biozonas de Aulacosphinctes proximus y la parte inferior de Windhausenicerias internipinosum (Tithoniano superior bajo).

Unidad 2

Entre T3 y T5. Clinoformas a lo largo de la transecta son de bajo ángulo y marcadamente progradacional desde Sas. Blancas a Bandurria Sur. En el sector NO y parte norte del sector Central se desarrollan bottomsets de manera continua y agradante. Las zonas de foresets se desarrollan mejor en el sector central, mientras que en sector SE las geometrías dominantes son de tipo topset. Sobre estos segmentos se describieron biohermos coralinos. El arreglo es predominantemente agradante en la parte basal a progradante hacia el techo.

-Intervalo T3-T4: Zonas de bottomsets en sectores NO y Central. COT 2-8%. La base es uno de los objetivos principales en el sector Central. Corresponde a zonas de Windhausenicerias internipinosum a Corongoceras alternans del Tithoniano Superior bajo.

-Intervalo T4-T5: Sectores Central y SE con geometrías de foresets y topsets y litologías calcáreas. COT promedio de 2% hacia la base disminuyendo a 1% hacia el techo. En zonas de bottomsets está compuesto casi todo por fangolitas de composición silícea, arcillosa y mixta. En el sector NE de Loma Campana estos depósitos de foresets son altamente productivos. Este intervalo se encuentra en la biozona de *Corongoceras alternans* (Tithoniano superior bajo).

Cada secuencia sucesiva más joven tiene un patrón progradacional hacia el interior de cuenca (N y NO). Representan lentes mapeables de sedimentos que fueron acumulados en ambientes de plataforma, rampa y cuenca. La porción de la plataforma es un manto amplio y delgado, y el margen de la plataforma es un quiebre bien definido. Los espesores mayores ocurren cerca de este margen en ambiente de foresets. La porción basinal es delgada y se distribuye ampliamente. Las paleopropundidades varían entre 150m y 200m para las secuencias más viejas (1-3).

Según la bioestratigrafía, sobre el intervalo Jurásico medio (Tithoniano) se infiere un paleoambiente de rampa marina, en parte abierta y en parte restringida, con aguas superficiales bien oxigenadas y tranquilas por la presencia de cocosferas. Asimismo, se infiere un fondo marino con bajo contenido de oxígeno en un régimen de baja energía. Esto sin lugar a dudas ha sido una de las causas primordiales para la preservación de la materia orgánica.

Las rocas madre están restringidas a componentes de bottomsets y de las partes bajas de los foresets. Facies de rampa (foresets) y cuenca (bottomsets) son típicas de Vaca Muerta y corresponden a margas y pelitas bituminosas con subordinadas calizas bioclásticas. Los componentes litológicos y biológicos tienen un arreglo somerizante hacia arriba cubiertos por superficies de exposición subaéreas.

La naturaleza diacrónica de las unidades litoestratigráficas en cuestión es dilucidada por la correlación en una sección de pozos. Debido a que una litología tiende a ocupar ambientes similares en cada secuencia sucesiva más joven, las unidades litoestratigráficas tienden a hacerse más jóvenes de E a O. Así, el tope de Vaca Muerta, que consiste mayormente en pelitas orgánicas negras de centro de cuenca, es Tithoniana temprano en áreas orientales, pero hacia el oeste es Valanginiana (figura 7).

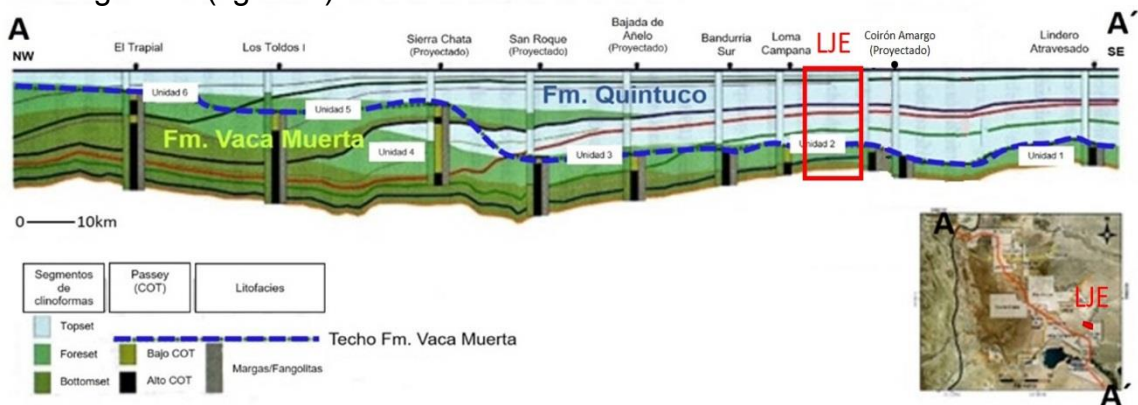


Figura 7. Transecta A-A' ilustrando las unidades y los segmentos de las clinoformas. Tomado y modificado de la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta.

Las superficies tiempo definidas desde la plataforma hacia el interior de cuenca para los límites de secuencia muestran que el intervalo Vaca Muerta-Quintuco transgrede el tiempo ya que se hace más joven de E a O, mientras que las secuencias individuales progradan en la misma dirección.

Durante la depositación de las secuencias Tithonianas-Valanginianas, tanto subsidencia termal e influjo sedimentario ocurrieron a tasas lentas y casi constantes. Bajo estas condiciones, la respuesta depositacional global estuvo fuertemente controlada por cambio eustáticos globales.

SISTEMA PETROLERO

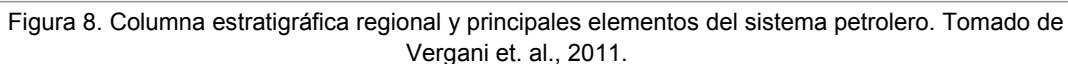
Generalidades

Los diferentes estadios tectono-sedimentarios y ambientales que atravesó la cuenca Neuquina produjeron condiciones sedimentarias y biológicas favorables para la producción y preservación de materia orgánica fundamentalmente de origen marino. El resultado de esas etapas fue la generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos.

Es recién en la década del '40 donde comienzan a incorporarse los primeros registros geofísicos y eléctricos, y en los '50 y '60 esta tecnología contribuyó a la detección de grandes acumulaciones de hidrocarburos. Los descubrimientos continuaron durante las décadas de '70 y '80 con el hallazgo de las primeras trampas combinadas (Loma La Lata) y estratigráficas, conjunto evolucionaba el conocimiento geológico. En la década del '90, con la aparición de la sísmica 3D y la aplicación de conceptos sismoestratigráficos, se lograron descubrir y desarrollar nuevos yacimientos. En los sectores central y oriental, las unidades geológicas se encuentran en el subsuelo y sólo las conocemos e identificamos en base a estudios geofísicos y la abundante cantidad de pozos realizados durante casi un siglo de actividad petrolera (Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, 2011).

A pesar de que la cuenca neuquina se considera una cuenca madura, está muy lejos de ser una cuenca agotada en cuanto a recursos. El avance tecnológico de los últimos años da muestras de un claro potencial remanente y abre nuevas expectativas en cuanto a la producción de recursos no convencionales (shale gas y shale oil). Hoy en día, la mayoría de las empresas se encuentran trabajando y destinando muchos recursos en pozos exploratorios y pruebas piloto de producción no convencional.

Si bien el concepto de sistema petrolero tradicional incluye los elementos y procesos necesarios para que una acumulación de hidrocarburos exista y sea posible de explotar, el avance tecnológico llevó a poder sacar rédito económico de yacimientos no convencionales cambiando los antiguos paradigmas. Ahora no es necesario que se presenten todos los elementos y procesos, sino que se focaliza en otras variables de la roca madre tales como %COT, espesor, extensión areal, sobrepresión, fragilidad, entre otras.



La cuenca Neuquina posee varias unidades litológicas con contenidos y calidad de materia orgánica variables, con generación de hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos. La mayor parte de ellas son de origen marino y sus edades pertenecen al Jurásico y Cretácico.

La segunda ingresión ocurrió en el Jurásico tardío (Tithoniano) y pertenece a otro ciclo importante en la historia de la cuenca. Depositó rocas en ambientes anóxicos (margas bituminosas) de la Fm. Vaca Muerta. Esta unidad, representada por lutitas calcáreas negras con altos contenidos de carbono orgánico total (COT) de entre 1% y 10% es la principal roca generadora de la cuenca por su calidad, espesor y distribución areal (Vergani et. al., 2011).

Rocas Reservorio

En cuanto a la génesis de los reservorios sedimentarios clásticos relacionados a ambientes de origen eólico y fluvial, predominaron en los intervalos regresivos

de la sedimentación. Depósitos clásticos regresivos se encuentran en la Fm. Lajas o Punta Rosada del Jurásico Medio a Tardío, en la Fm. Tordillo o Sierras Blancas del Jurásico tardío, en la Fm. Mulichinco del Cretácico Temprano, en los Mb. Avilé de la Fm. Agrio o Troncoso de la Fm. Huitrín, en la Fm. Centenario, ambas de Cretácico temprano, entre otras.

En otro orden de importancia se encuentran las acumulaciones en rocas carbonáticas, depositadas en episodios regresivos del Cretácico y ubicadas en el borde oriental de la cuenca. Su principal exponente es la Fm. Quintuco.

Trampas

Existe una gran variedad de acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca motivadas por factores estratigráficos, estructurales o combinados. El tipo dominante está determinado según la región y la columna estratigráfica asociada.

Por ejemplo, en la región de la Faja Plegada y Fallada predominan los de tipo estructural y en la Dorsal de Huincul y Plataforma las de tipo estructurales y estratigráficos.

En la zona central del Engolfamiento, donde se localiza el área Loma Jarillosa Este, se encuentran importantes yacimientos de gas y petróleo. Es aquí donde se presentan los entrampamientos no convencionales de tipo tight gas y shale gas/oil más importantes. Se hallan en las Fms. Vaca Muerta y Quintuco en donde no hay una relación directa con la estructura.

Este tipo de acumulaciones en rocas compactas o muy finas (tight gas y shale gas/oil) configuran el desafío más urgente en el corto plazo para la renovación de nuevas reservas en la cuenca.

Generación, Migración y Expulsión

La generación de hidrocarburos en la Fm. Vaca Muerta comienza durante la depositación del Gr. Neuquén y la cantidad depende de la posición relativa en la cuenca.

Si bien gran parte de este hidrocarburo originalmente alojado dentro de la Fm. Vaca Muerta ha sido y continúa siendo expulsado, todavía existe un importante volumen remanente en ella. Es por esto que su potencial como reservorio no convencional se considera de suma importancia.

Preservación

Muchos de los yacimientos conocidos en la cuenca han sufrido pérdida de fluidos por ruptura de sus sellos, produciendo una remigración de los hidrocarburos. Estas generan nuevas acumulaciones en su camino a niveles estratigráficos más someros

En el sector sur del Engolfamiento se mencionan remigraciones de fluidos desde acumulaciones existentes hacia reservorios más someros a través de fallas de relajamiento modernas en los yacimientos de Loma La Lata o Sierra Barrosa. Pero en el caso de las rocas de yacimientos no convencionales de tipo shale como la Fm. Vaca Muerta de nuestra área, no ha habido acontecimientos

estructurales que las afectaran de manera significativa por lo que su preservación es in situ.

Plays y Yacimientos

La gran cantidad de tipos de entrapamiento en la cuenca obliga a agrupar a los plays por región.

El Engolfamiento Neuquino coincide con el actual depocentro de la cuenca. La deformación es moderada y relacionada a los últimos eventos estructurales del neógeno de tipo compresivo y extensivo, y donde se suma la actividad volcánica con efectos importante en los yacimientos. La región se puede dividir en tres sectores: norte, centro y sur.

El *play* característico de la región norte se relaciona a yacimientos ubicados en reservorios del Cretácico, dominados por estructuras terciarias de tipo domo o espolones, lateralmente drenados y con generación en el ciclo Mendociano. Es la más rica en yacimientos de petróleo en la cuenca.

La región central se caracteriza por múltiples reservorios principalmente cretácicos en estructuras terciarias relacionadas a anticlinales con migración corta y vertical provenientes de la Fm. Vaca Muerta. También posee yacimientos de gas y petróleo algo más profundos donde las trampas se relacionan a cuerpos volcánicos, variaciones en la permeabilidad de areniscas o fracturación de rocas carbonáticas en menor medida. En el límite oriental se desarrolla un eje de anticlinales (Charco Bayo – El Caracol) con llenado principalmente lateral de la Fm. Vaca Muerta y múltiples reservorios jurásico-cretácicos.

La región sur del engolfamiento se caracteriza por reservorios principalmente del ciclo Mendociano, con migración lateral y vertical de hidrocarburos de las Fms. Vaca Muerta y Los Molles, hacia estructuras jurásicas reactivadas en el terciario. Esta zona muestra importantes yacimientos de gas como es de Loma La Lata.

Esta región constituye la principal área con potencial productivo no convencional en el sistema Los Molles y Vaca Muerta, tipo tight gas, del Jurásico Tardío y Cretácico.

Play Vaca Muerta

Para describir un shale los parámetros que se consideran al momento de evaluarla como un reservorio no convencional difieren a los que se tienen en cuenta para un proyecto convencional. Sin duda, la característica más importante que debe poseer es un alto contenido orgánico. Para la Fm. Vaca Muerta (Figura 10) varía según la posición en la cuenca y tiene además una tendencia a aumentar hacia la base. Pero el contenido orgánico no es condición suficiente por si sola si además no ha madurado y generado hidrocarburos, de manera que la madurez también juega un papel jerárquico ya que, como el COT, difiere según la ubicación relativa en la cuenca. A continuación, se presentan los elementos que se consideran entonces fundamentales junto con una breve caracterización para la Fm. Vaca Muerta a escala regional (Askenazi et. al., 2013):

- Espesor total 100 - 450 m. (Figura 9).
- Espesor útil 60 – 450 m.
- Profundidad 2600 a 3500 m.
- TOC 2 – 8% (Figura 10).
- Madurez (Roe) 0,9 – 3 (Figura 11).
- Tipo de querógeno I/II.
- Sobrepresión 0.5 psi/pie (borde de cuenca) - 1.1 psi/pie (centro de cuenca).
- Mineralogía 45-70% de Carbonatos, 30-55% Cuarzo + Plagioclasa, 4-25% de arcillas.

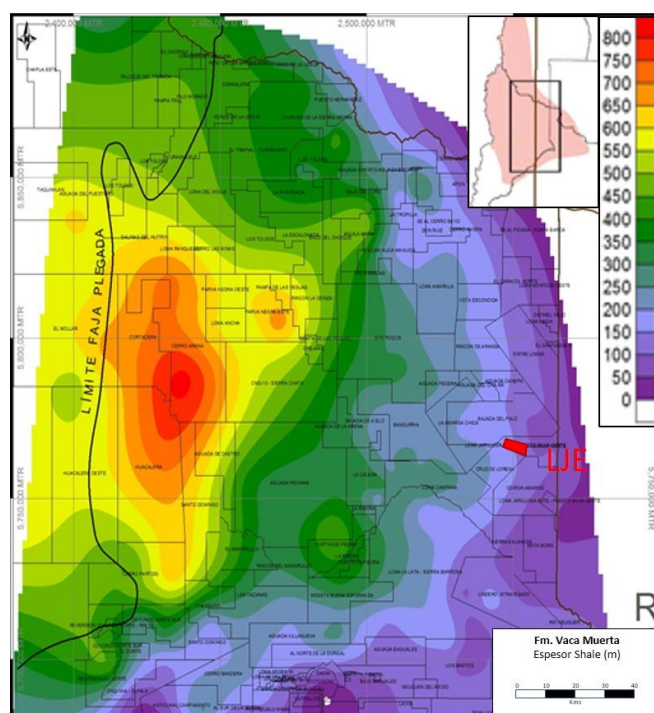


Figura 9. Espesor total para la Fm. Vaca Muerta a nivel de cuenca. Tomado y modificado de la Dirección de Hidrocarburos y Energía de la Provincia de Neuquén.

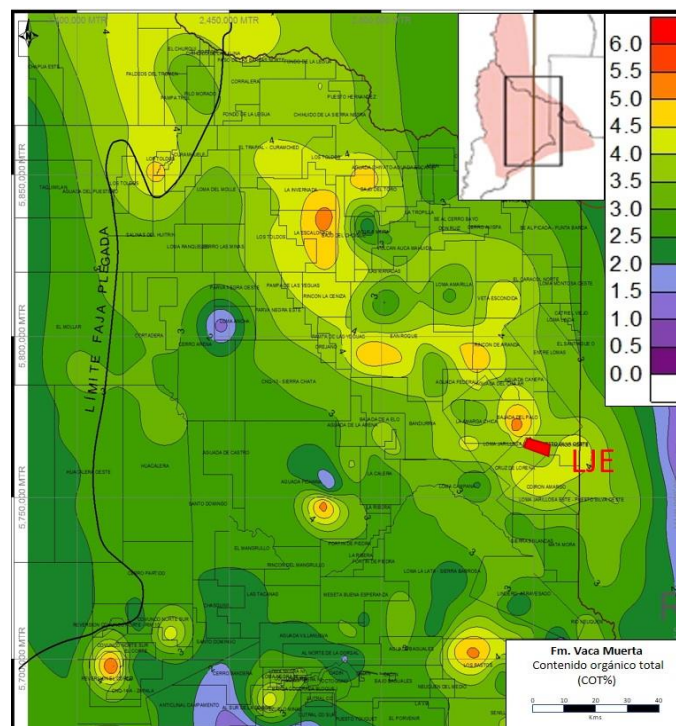


Figura10. COT Total % para la Fm. Vaca Muerta a nivel de cuenca. Tomado y modificado de la Dirección de Hidrocarburos y Energía de la Provincia de Neuquén.

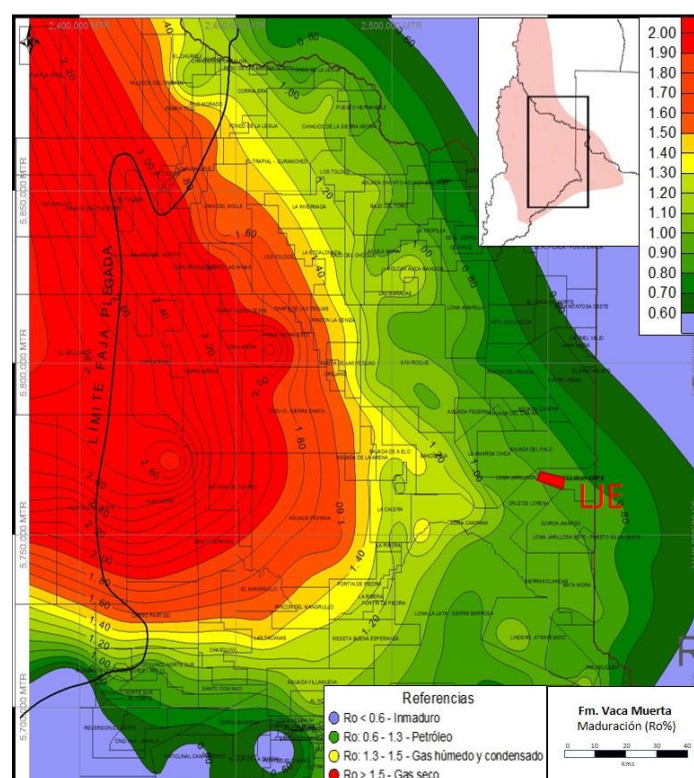


Figura 11. Mapa de Madurez (Ro%) para la Fm. Vaca Muerta a nivel de cuenca. Tomado y modificado de la Dirección de Hidrocarburos y Energía de la Provincia de Neuquén.

Además, en comparación con otros yacimientos no convencionales de clase mundial y que han sido explotados satisfactoriamente, la Fm. Vaca Muerta

aventaja en varios de estos elementos incluyendo su extensión, alto contenido de TOC y bajo contenido de arcilla (Tabla 1).

	Vaca Muerta	Barnett	Eagle Ford
Espesor (m)	100-450	107-200	20-180
Área (Km2)	30.000	13.000	5.000
Profundidad (m)	2600-3500	1980-2590	1200-3300
Porosidad (%)	5-19	6	3-21
COT (%)	2-12	3-6	4,5-5,5
Madurez (Ro%)	0,5-2,6	0,5-1,5	0,5-2,2
Tipo de Querógeno	I-II	II	II
Sobrepresión (psi/ft)	0,51-1,1	0,43-0,44	0,6
Temperatura (°C)	80-100	60	>120
Mineralogía (%)	30-35 Qz+Plag 45-70 Carbonatos 4-25 Arcillas	45 Qz 8 Car y Dol 27 Arcillas	18-30 Qz 5-30 Carbonatos 30-25 Arcillas
Tipo de Arcillas	Mayormente Illítica	Mayormente Illítica	Illítica y Clorítica
Edad	Tithoniana	Mississippiana	Cenomaniana-Turon.

Tabla 1. Comparación entre los principales elementos de la Fm. Vaca Muerta con otros shales mundiales. Askenazi et. al., 2013.

LOMA JARILLOSA ESTE

Antecedentes y sistema petrolero

Los primeros pozos exploratorios convencionales perforados en Loma Jarillosa Este en la década del noventa comprobaron la presencia de un sistema petrolero eficaz con generación de hidrocarburos en las pelitas de Vaca Muerta y una migración y acumulación final en las areniscas del Mb. Sierras Blancas (reservorio convencional).

El entrapamiento es predominantemente estructural en un suave hemianticlinal de eje NW-SE controlado por un juego de fallas normales hacia el flanco NE, con un subordinado componente estratigráfico por yuxtaposición.

El pozo descubridor LJE.x-1001 fue perforado en el año 1990 sobre lo que se creía una de las culminaciones de la estructura. Debido a que este pozo se propuso utilizando sísmica 2D, que da una definición pobre de la estructura, fue muy importante para los años subsiguientes la adquisición de sísmica 3D ya que ayudó a revelar que el sondeo LJE.x-1001 no había sido perforado en la mejor posición estructural.

El sello regional lo conforman las mismas pelitas generadoras de Vaca Muerta, tanto vertical como lateral por la acción del fallamiento. A su vez, las areniscas impermeables del Mb. Catriel constituyen el sello local.

El reservorio de este bloque lo constituyen las areniscas eólicas finas a medias con intercalaciones arcilíticas del Mb. Sierras Blancas de la Fm. Tordillo. Debido a un factor netamente sedimentológico presente en el Mb. Sierras Blancas, el campo fue desarrollado mediante pozos horizontales en forma perpendicular a las crestas de las dunas de dicha unidad litológica (Ragazzi et. al., 2008)

Características de la Fm. Vaca Muerta en Loma Jarillosa Este.

La Fm. Vaca Muerta constituye sin duda para el área un objetivo no convencional de gran interés. Sus características elementales dan cuenta de su alto potencial.

Se presenta a una profundidad máxima registrada en pozo de 3166 m, con un espesor que varía entre 101 y 110 m. Esto resulta en una sobrepresión máxima de 0.83 psi/pie, lo que al ser comparado con otros shales explotados exitosamente (tabla 1) es muy favorable. Esta, junto con otras características mineralógicas y geoquímicas se presentan a continuación en la tabla 2.

Estratigrafía y Mineralogía

En la figura 12 se presenta el perfil tipo del área para el Grupo Mendoza inferior. Inicia con la Fm. Tordillo, conformada por areniscas medias y finas, cuarzosas y líticas. Posee además aislados rastros de hidrocarburos negros secos. De ambiente eólico, el Mb. Catriel conserva una morfología de dunas. Sobreyace al Mb. Sierras Blancas (permeable), principal reservorio.

	LJE.x-1001 (1990)	LJE.x-1002 (1991)	LJE.x-1010 (2012)	LJE.x-1011 (2012)	LJE.x-1014 (2012)
Objetivo original	Exploratorio-productivo (Sas. Blancas y Quintuco)	Evaluación de producción (Sas. Blancas)	Punzado y estimulación de la Fm. Vaca Muerta	Punzado y estimulación de la Fm. Vaca Muerta	Punzado y estimulación de la Fm. Vaca Muerta
Profundidad (m)	3015 – 3114	3028 – 3125	3010 – 3114	3024 – 3125	3056- 3166
Mineralogía	Margas, limosa y bituminosa hacia la base	Margas	Margas masivas, bituminosas en la base; calcita en microfisuras	Margas algo compactas, dolomítica y bituminosa en la base; calcita en microfisuras	Margas masivas
Rastros / Impregnaciones	Petróleo, abundantes sobre la sección inferior	Petróleo	Petróleo; cuttings exhiben burbujas de gas	Petróleo	Petróleo; restos carbonosos
Fluorescencia	Si	Baja a moderada	Buena	Si	Abundante en la base
Gas (%)	0,8 a 10% en la base	1 a 10% en la base	0,9 a 10% en la base	1 a 12% en la base	2 a 16% en la base
Cromatografía	C1 79%, C2 12%, C3 6,8%, C4 1,2%	C1 79%, C2 12%, C3 6%, C4 3%	C1 70%, C2 15%, C3 9%, C4 6%	C1 74%, C2 10%, C3 6%, C4 2%	C1 85%, C2 8%, C3 6%, C4 1%

Tabla 2. Características mineralógicas y geoquímicas de la Fm. Vaca Muerta por pozo.

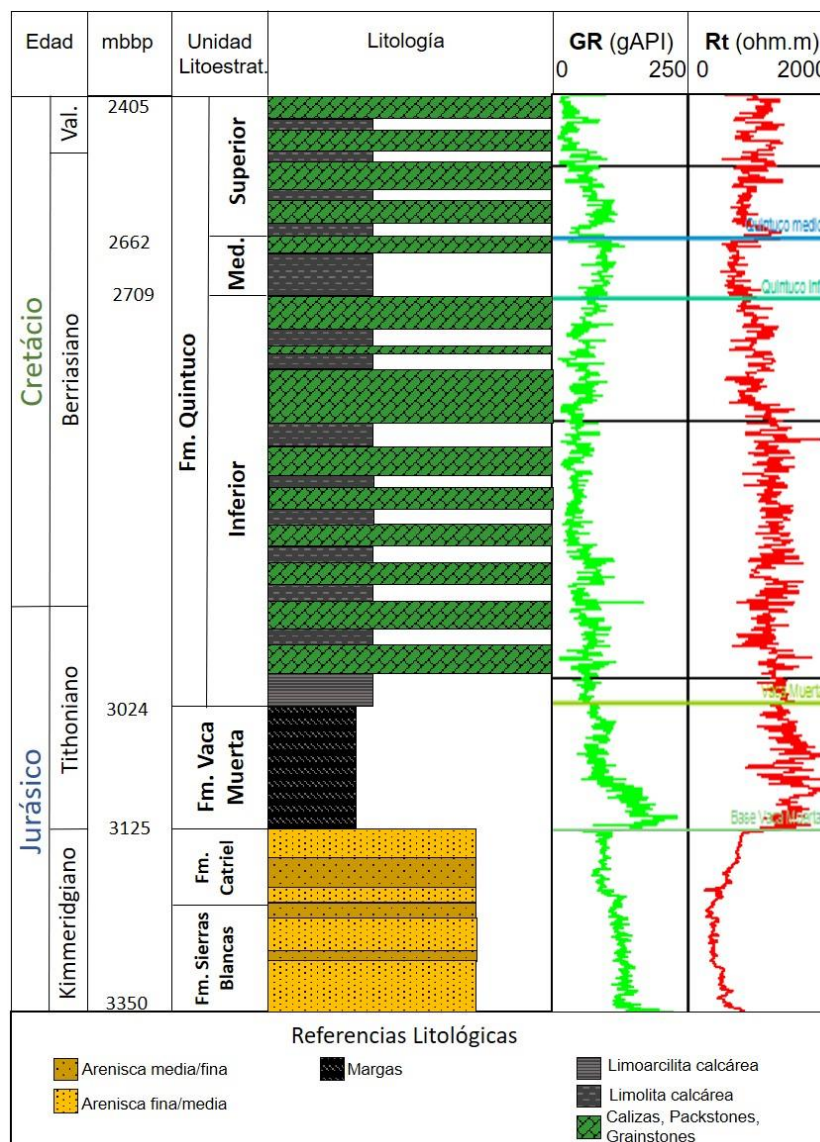


Figura 12. Perfil tipo para el Gr. Mendoza Inferior en Loma Jarillosa Este.

Continúa la Fm. Vaca Muerta integrada por Margas castañas oscuras bituminosas, con calcita rellenando microfisuras. El cutting exhibe abundantes rastros de petróleo y burbujas de gas. Mineralógicamente es cuarzosa presentando en promedio un 39.4% de cuarzo y plagioclasas, 36.6% de arcillas y 23.6% de carbonatos.

La Fm. Quintuco está constituida esencialmente por rocas carbonáticas. Los niveles inferiores con Wackestones, Packstones y Dolomías, posee intercalaciones de limoarcilitas calcáreas, calcita rellenando microfisuras y rastros de hidrocarburos semifrescos. La parte media presenta mayormente Grainstones oolíticos, con abundantes intercalaciones de limoarcilitas calcáreas y rastros aislados de hidrocarburos. La sección superior presenta intercalaciones de Grainstones, Packstones y Limolitas calcáreas, sin rastros de hidrocarburos.

En la figura 12 se han presentado también los perfiles tipo Gamma Ray (GR) y Resistividad (Rt) para el intervalo Vaca Muerta - Quintuco. Se distingue un claro cambio de condiciones para la base de la Fm. Vaca Muerta evidenciado por un pico de GR, el mayor en toda la secuencia Vaca Muerta-Quintuco, y un aumento también en los valores de Rt. Si bien este último no muestra un pico en la base de la Fm. Vaca Muerta posee los valores más altos de toda la secuencia en esta unidad.

Estructura

Como ya se expuso anteriormente, el sistema de fallas observado en la zona del engolfamiento y que se manifiesta sobre el intervalo de interés del área, tiene un arreglo típico en echelón. Este sistema se presenta en tres trenes, inferior, intermedio y superior según lo expuesto en la figura 14, de orientación ONO-ESE (la correlación y similitud a escala regional de esta estructura puede verse en la figura 13). El criterio elegido se basó en la dirección de buzamiento de cada grupo. Todas las fallas son de alto ángulo y tienen aproximadamente un rumbo NO, pero las del tren inferior tienen un buzamiento regional hacia el OSO, las del intermedio contraregional y hacia el ESE, y las del superior nuevamente al OSO. Si se observa además en la figura 15 se distinguen configuraciones en flor negativas.

Casi en su totalidad las fallas poseen edades Tithonianas y/o Berriasianas Inferiores bajas ya que afectan mayormente hasta el techo de Vaca Muerta. Algunas pocas sobrepasan este límite, llegando incluso a afectar al techo de la Fm. Quintuco de edad Valanginiana. De esta manera podemos acotar una edad mínima Neocomiana inferior para este sistema de fallamiento.

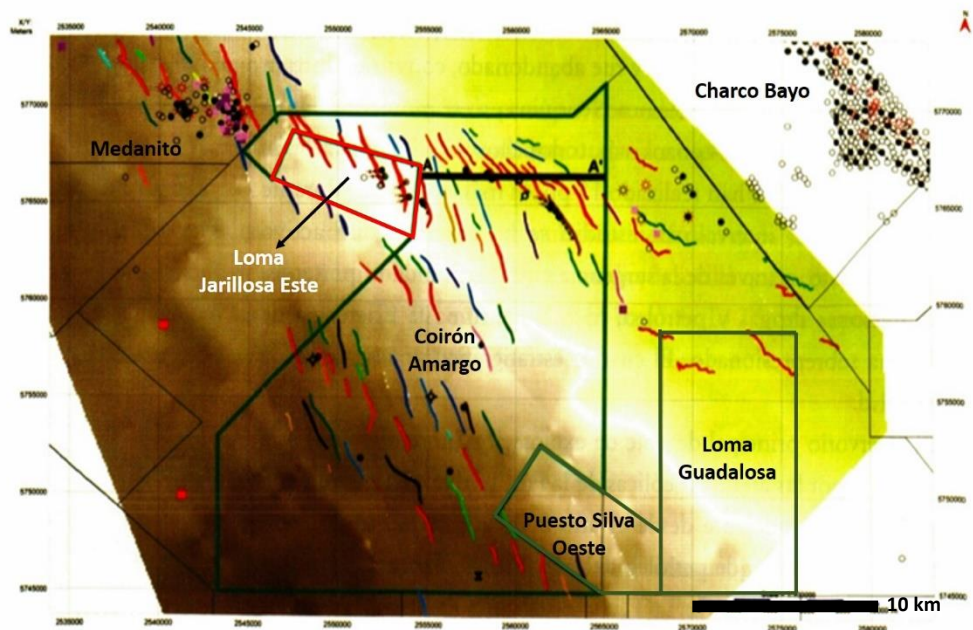


Figura 13. Esquema estructural simplificado de la base de la Fm. Vaca Muerta. Tomado y modificado de la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta, 2016

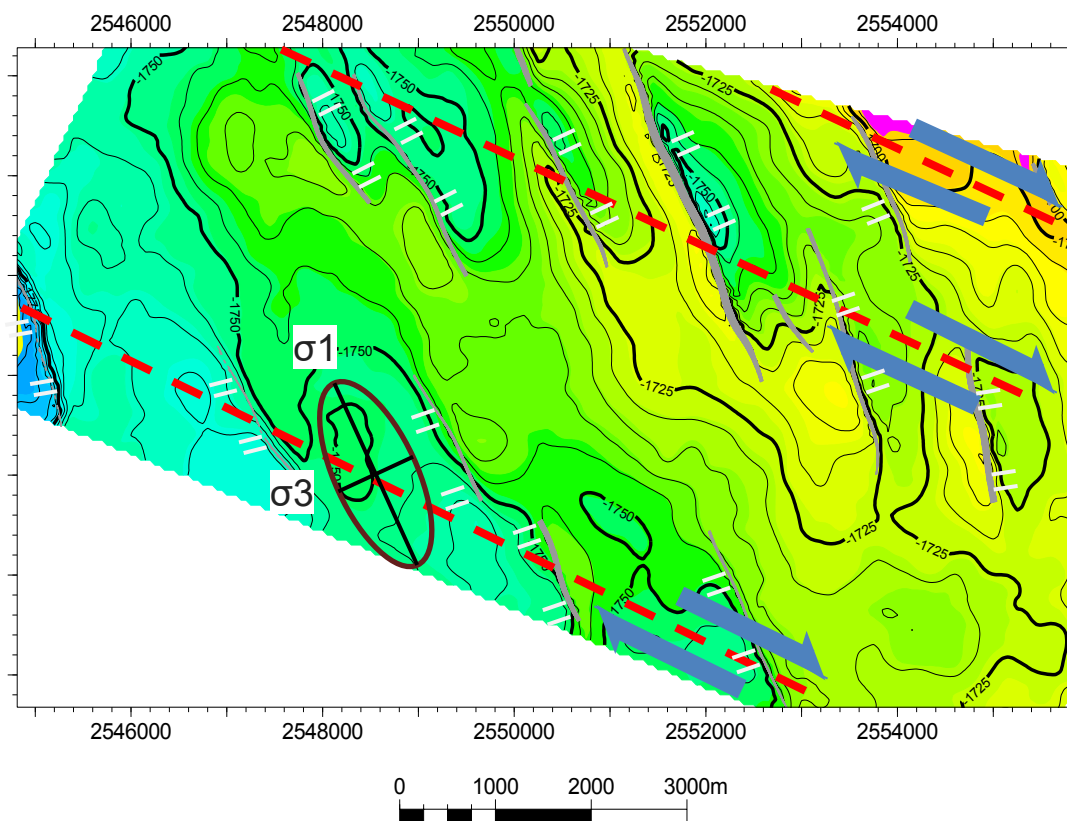
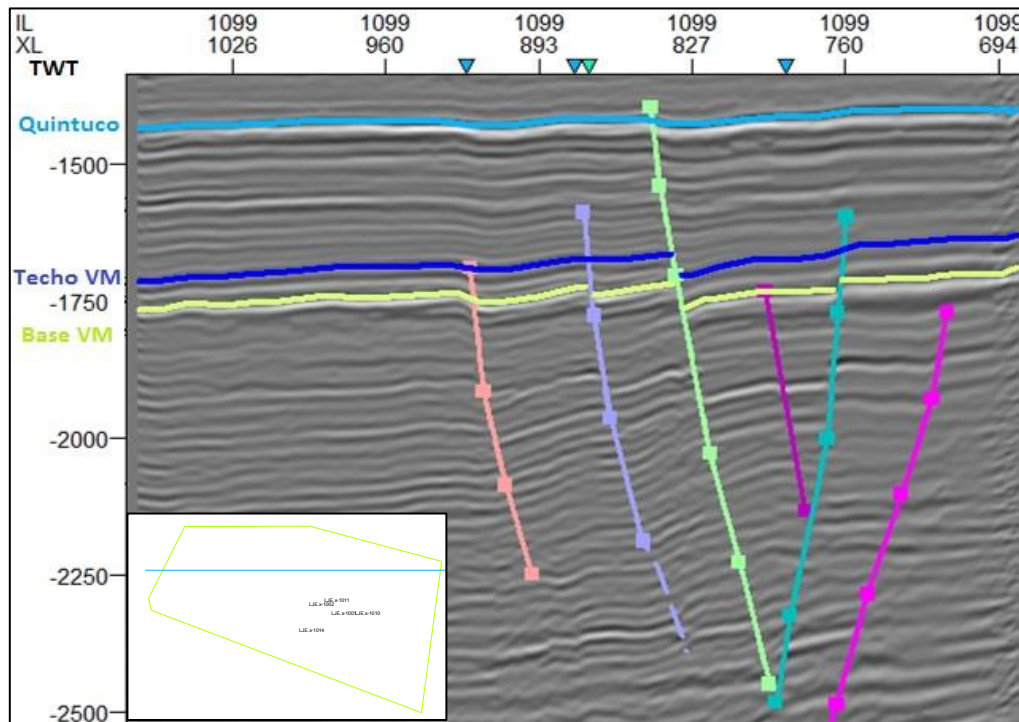
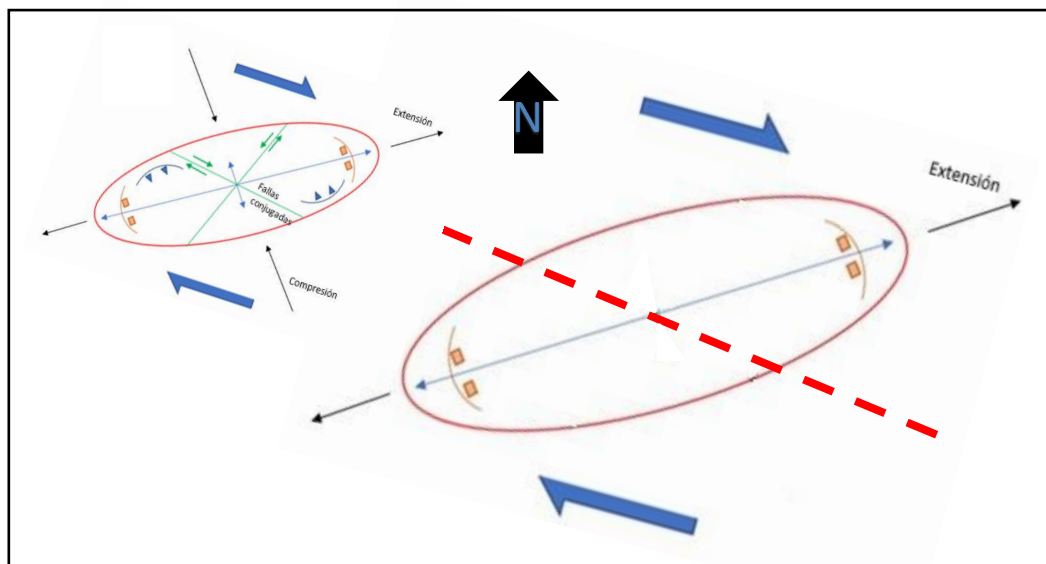


Figura 14. Mapa isócrono a la base de la Fm. Vaca Muerta; polígonos de falla (gris); trenes de fallas en echelón (líneas rojas); flechas azules indican sistema dextrógiro; esquema del elipsoide de esfuerzos extrapolable a cada tren.



Para su interpretación genética, lo que naturalmente llama la atención es el arreglo en echelón de las fallas normales y la disposición paralela de los tres trenes (líneas rojas de la figura 14). Asociados a ellos hay plegamientos por yuxtaposición cuyos ejes tienen una disposición paralela con respecto a las fallas.



El modelo geométrico de Harding (Harding, 1979) permite poner en conjunto estos elementos (fallas normales y pliegues) y darle una explicación al origen de las fallas normales. Se interpretan aquí como producto de esfuerzos transtensivos dextrógiros (figura 16). Se puede deducir un vector de extensión NE-SO para cada uno de los trenes. En la sección de la figura 30 se observa una estructura en flor negativa consecuencia de estos esfuerzos transtensionales en zonas transformantes. La misma se enraiza hacia el basamento, por lo que el origen de estos esfuerzos podría situarse en él y cuyo movimiento relativo dextrógiro se ilustra según las flechas azules indicadas para cada tren en la figura 16.

La traslación de estos esfuerzos hacia la cobertura sedimentaria se atenúa hacia niveles cada vez más someros, desapareciendo próximo al techo de la Fm. Quintuco. Además, el rechazo sobre las fallas normales que se observa en horizontes cada vez más superficiales es sucesivamente menor, continuando su efecto en forma de flexuras. Esto indica un sintectonismo de la sedimentación Tithoniana-Valanginiana.

Caracterización y estratigrafía sísmica

En la transecta regional de la Fm. Vaca Muerta (Gonzalez G., et. al., 2016) (Fig. 17 y 18) podemos observar el sentido de progradación hacia el NO de las clinoformas. Esto se deduce a partir de la configuración interna de los reflectores sísmicos. Los límites de las secuencias, que son además límites temporales, están efectivamente relacionados con los cambios eustáticos y posible influencia de la subsidencia termal de la cuenca para ese período de tiempo.

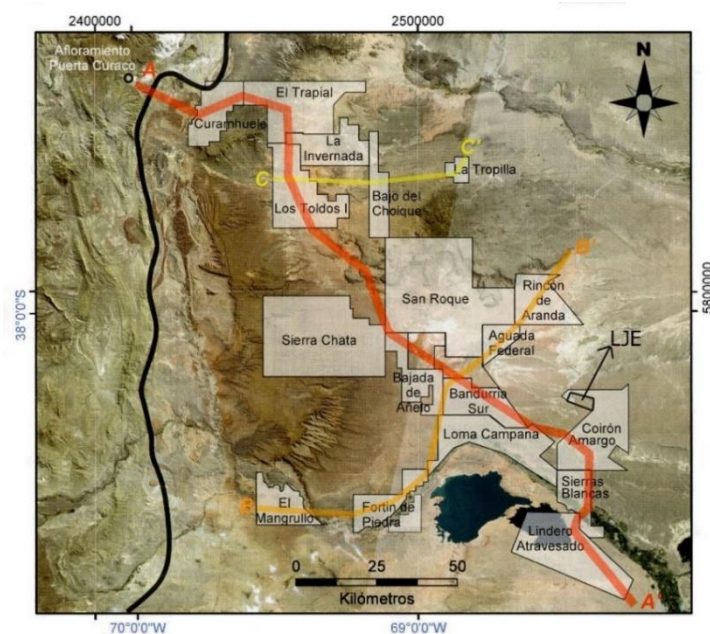


Figura 17. Mapa regional con la ubicación de la transecta A-A', bloques atravesados y localización de Loma Jarillosa Este. Tomado y modificado de la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta.

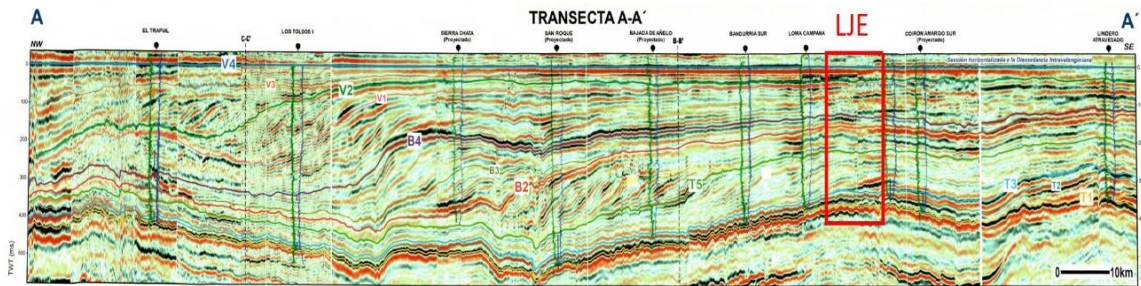


Figura 18. Sección de la transecta con el área Loma Jarillosa Este proyectada en rojo. Tomado y modificado de la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta.

Proyectando una sección sísmica SE-NO del área Loma Jarillosa Este sobre la transecta e identificando los límites de secuencia (figura 19 y 20) pudimos comprobar las equivalencias de ellos con nuestra interpretación de horizontes. La Fm. Vaca Muerta comprende la Unidad 1 (entre los límites de secuencia T1 y T3) y la parte basal de la Unidad 2.

La Unidad 1 (Base Vaca Muerta – VM_1_2) estaría conformando los términos de bottomsets de tal secuencia. El intervalo T1-T2 (Base Vaca Muerta – VM_1_1) es considerada como la sección condensada o “hot shale”. La unidad 2 (VM_1_2 – Techo Vaca Muerta) comprende las partes más basales del foreset.

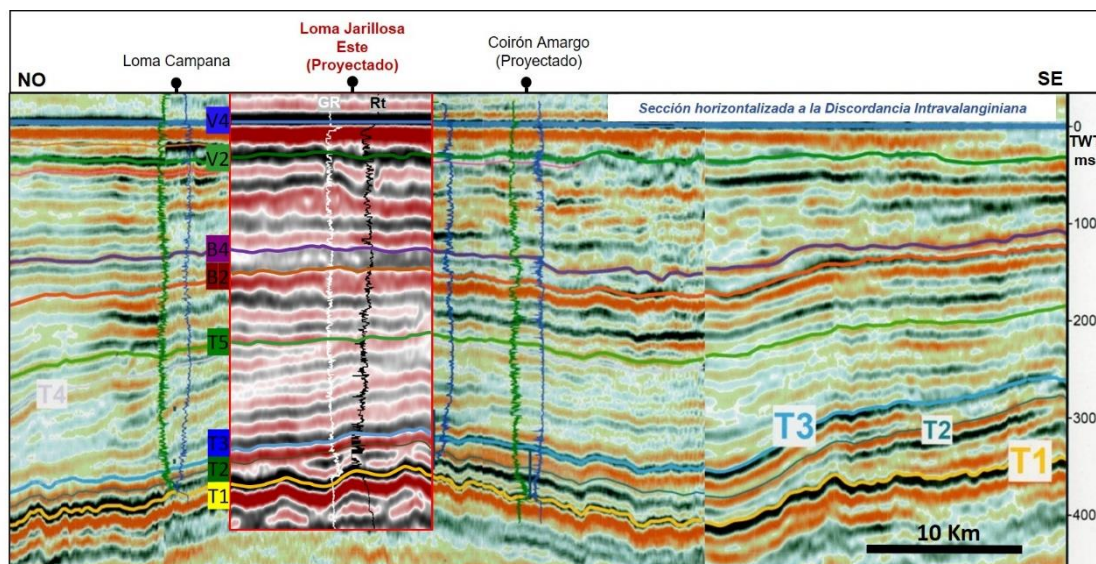


Figura 19. Extremo SE de la transecta con la proyección sísmica del área Loma Jarillosa Este, perfiles GR y Rt tipo y límites de secuencia. Tomado y modificado de la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta.

La base de la Fm. Vaca Muerta constituye debido a la diferencia de impedancia acústica con la Formación Tordillo infrayacente, un horizonte de gran continuidad y buena expresión, pudiéndose insinuar la paleotopografía infrayacente (campo de dunas) preservadas debido al evento transgresivo rápido

y catastrófico que representa Vaca Muerta (Cevallos, 2005). VM_1_1 (T2), Quintuco inferior (B2), y Quintuco superior (V4) también son reflectores de buena expresión.

Las paleodunas de la Fm. Tordillo tienen una orientación en sentido NO-SE (figura 21), pudiendo diferenciarse el relleno más basal de la Fm. Vaca Muerta, que presenta engrosamientos entre las crestas de los cuerpos de dunas con una geometría de relleno con onlap paralelo.

El perfil de GR (ver figura 12) muestra un pico para la base de la Fm. Vaca Muerta con una paulatina disminución de los valores desde la base de Vaca Muerta a VM_1_2. Desde VM_1_2 al tope de Vaca Muerta (levemente por encima de T3) se registra un nuevo pico, aunque menor que el anterior. La resistividad, si bien no muestra un pico en la base de la formación, posee valores altos hasta VM_1_2, punto a partir del cual son menores para el resto de las secuencias.

En la sección sísmica de la figura 20 se aprecia un claro aumento de espesor de las unidades 2 y 4 hacia el NO, en consonancia con el sentido de progradación, al aproximarse a los términos de foresets de dichas unidades.

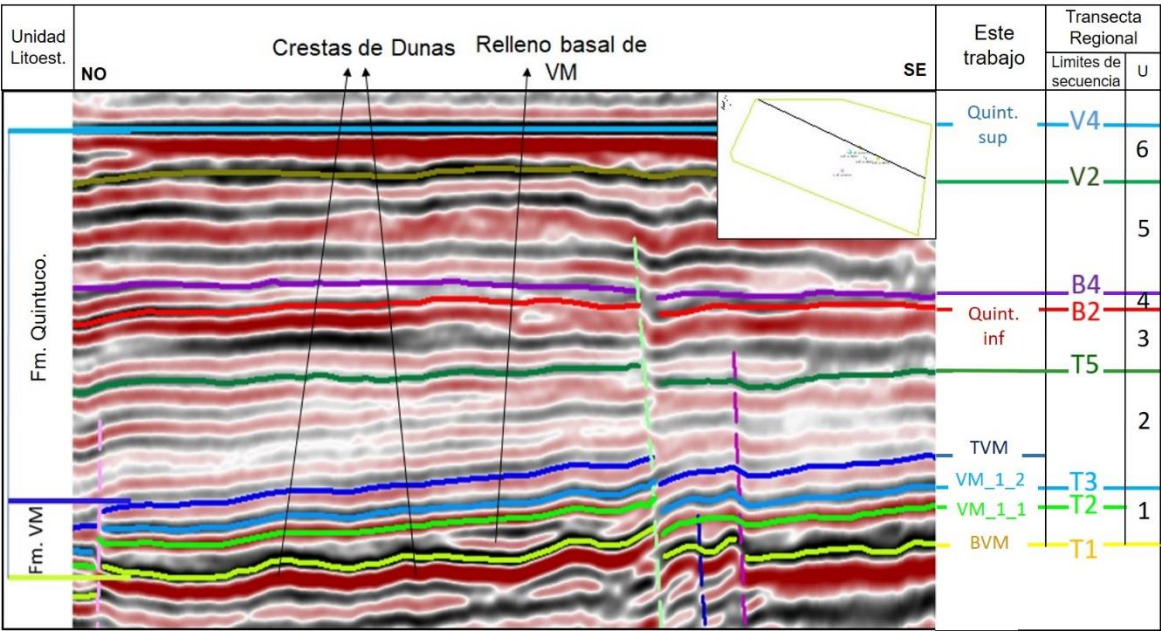


Figura 20. Sección arbitraria NO-SE horizontalizada a la discordancia intravalanginiana (Quintuco sup.), ilustrando unidades litoestratigráficas (izquierda) y secuenciales (1, 2, 3, 4, 5, 6) junto con sus límites (T1, T2, T3, T5, B2, B4, V2, V4) según la Transecta regional de la Formación Vaca Muerta. Con flechas se indican los rasgos sísmicos.

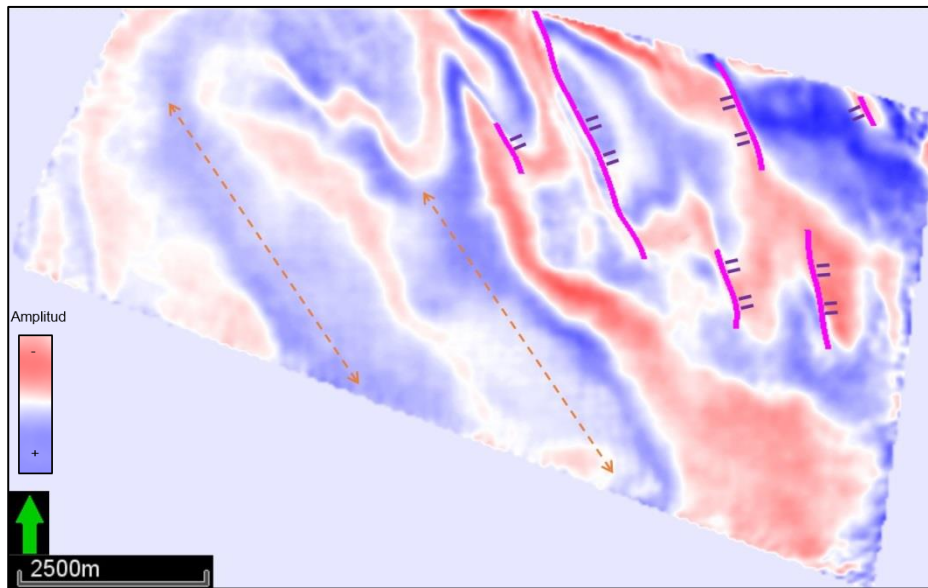


Figura 21. Time slice en amplitud a la base de la Fm. Vaca Muerta. Las zonas de alta amplitud (azul) corresponden a la paleotopografía de dunas de la Fm. Catriel (flechas naranjas punteadas a modo de ejemplo), mientras que las de baja amplitud (rojo) indican los senos de las dunas donde se alojan los mayores espesores de la secuencia basal de Vaca Muerta.

Geoquímica

Uno de los pilares fundamentales en este tipo de reservorios es el análisis geoquímico y las conclusiones derivadas.

La Fm. Vaca Muerta exhibe porcentajes medidos de gas total entre 1 y 15% aproximadamente y rastros de hidrocarburos (ver tabla 2).

Las mediciones de COT han dado valores promedio sobre 20 m de coronas del pozo LJE.x-1010 de 6.7% para la sección basal de la formación, con un máximo de 10.6%. Para LJE.x-1014 el COT a partir de 110 m de cutting tiene un valor promedio de 2.5% y un máximo de 5.4%.

Sobre estos dos pozos se realizaron además ensayos de Pirólisis. El **Potencial de Generación**, visto como la calidad de la roca madre, puede ser determinado visualmente a partir de gráficos binarios COT% vs S1+S2. Para los sondeos mencionados los resultados colocan a Vaca Muerta como una roca madre buena (figura 22).

Los datos puntuales de coronas muestran mejores indicadores que los de cuttings debido a que este último a una mezcla y arroja mayormente tendencias promedio.

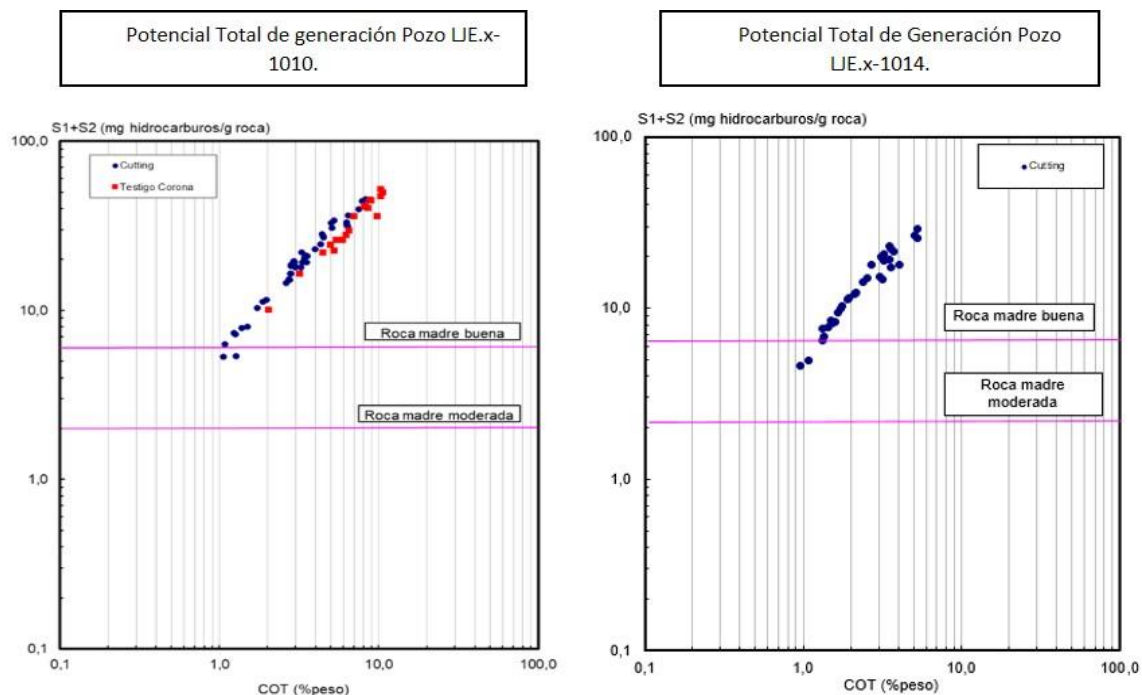


Figura 22. Potencial de generación estimado partir de los picos S1 y S2 de la pirólisis y el contenido orgánico.

A su vez se clasificó el **tipo de querógeno** a partir de los índices de hidrógeno (IH) y oxígeno (IO), resultando mayormente en tipo II que es generador de petróleo. (Figura 23).

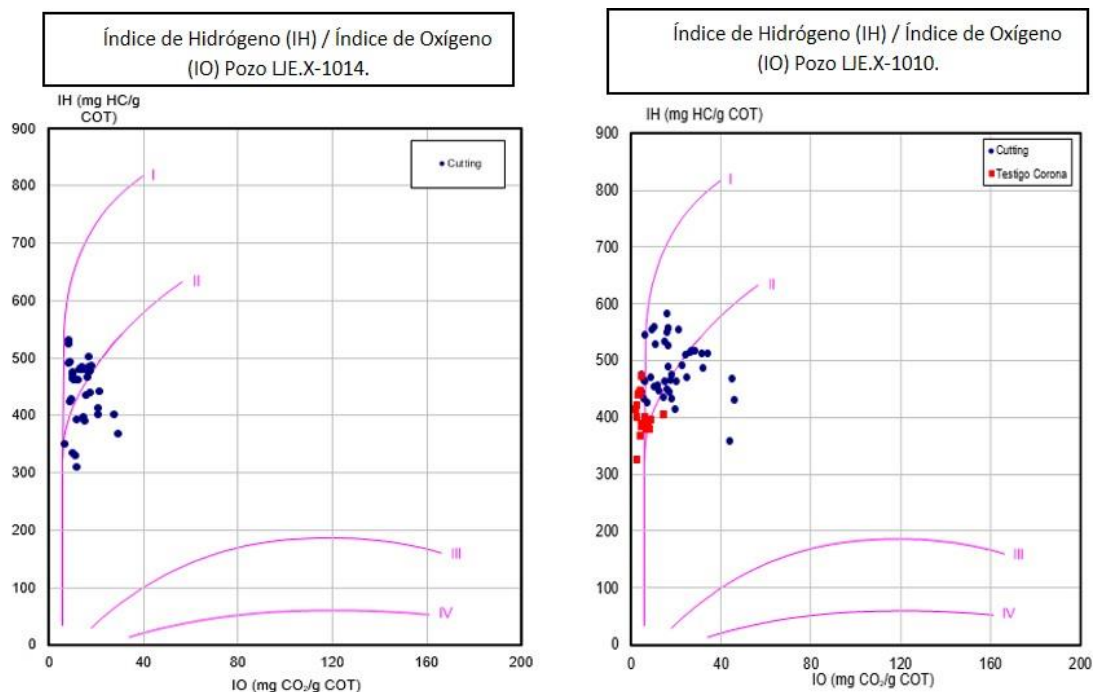


Figura 23. Clasificación del querógeno. Los querógenos I y II son generadores primarios de petróleo mientras que el III lo es de gas.

Finalmente, con la estimación de la **madurez térmica** a partir de la Tmax e Índice de producción calculado con la pirólisis, fue posible determinar que la formación se encuentra en ventana de petróleo (figura 24). Esto concuerda con las mediciones de Roe (Vitrinita equivalente) con valores entre 0.7 y 0.9 que también indica ventana de petróleo. La ubicación del área Loma Jarillosa Este dentro de las ventanas de madurez a escala regional se ilustra en la figura 25.

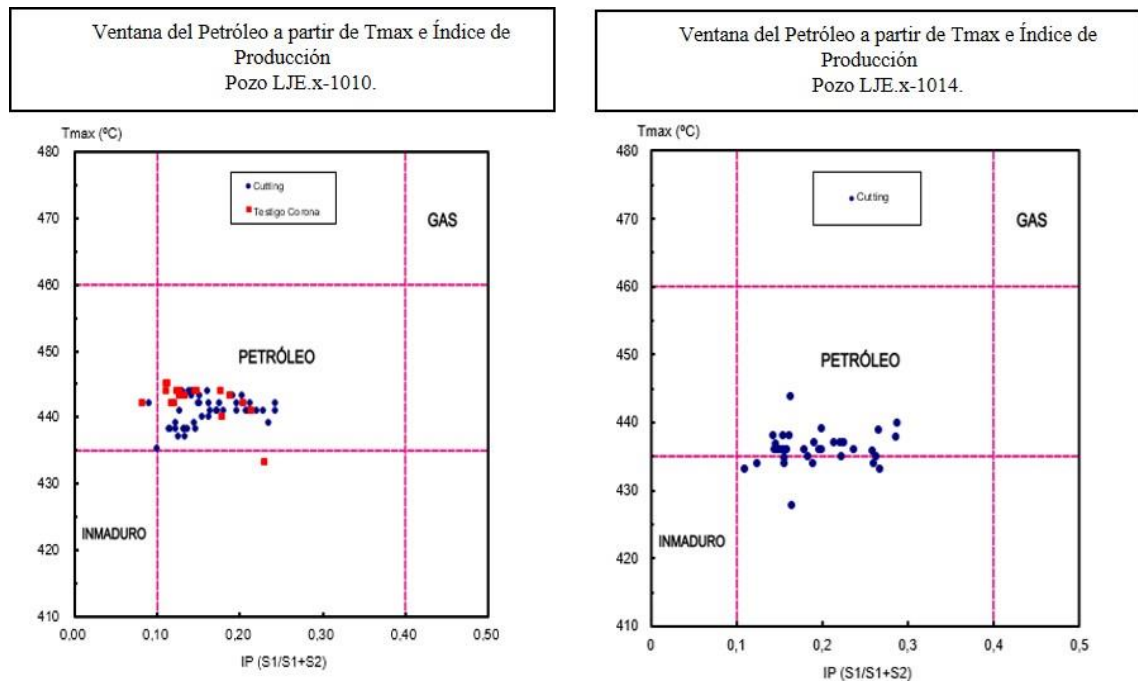


Figura 24. Estimación de la madurez térmica a partir de los datos de Tmax e Índice de Producción (IP) de la pirólisis. El tipo de materia orgánica también debe considerarse.

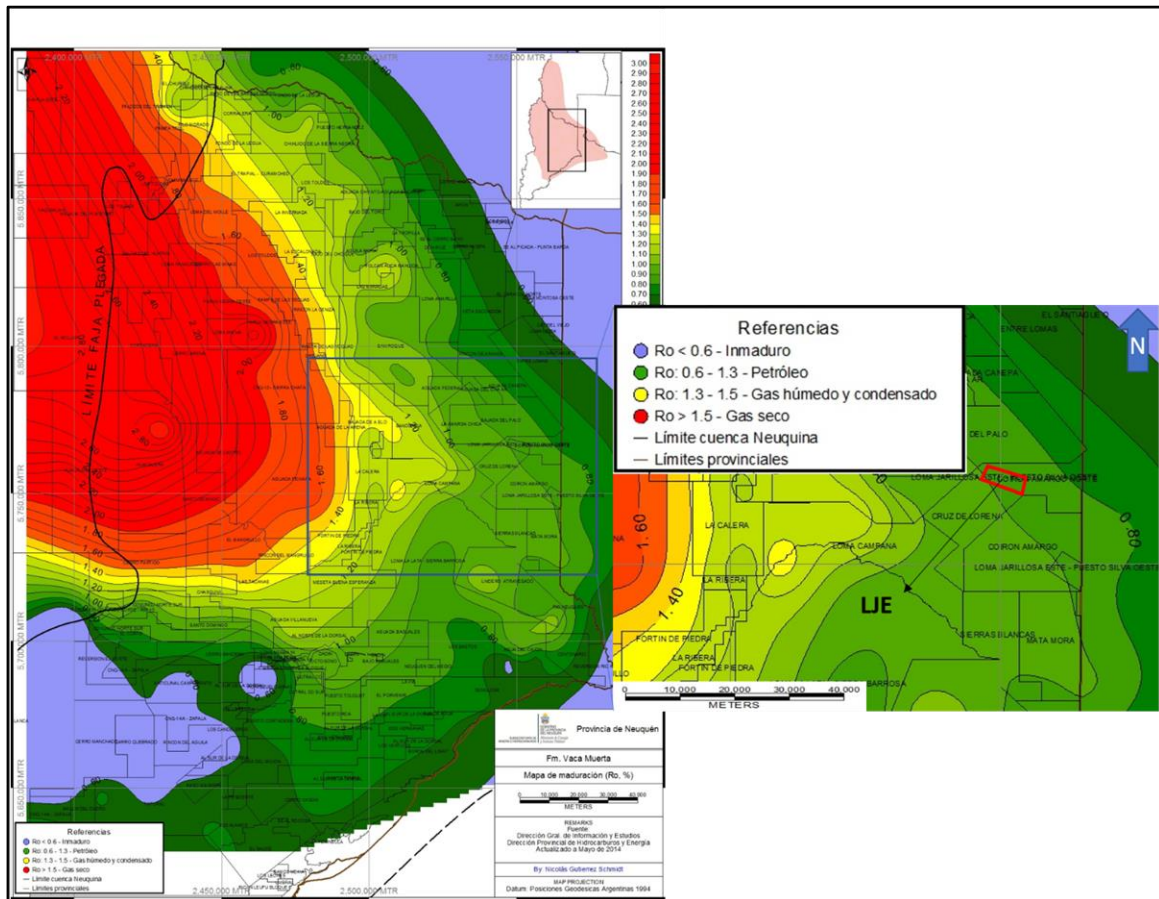


Figura 25. Ubicación del bloque LJE dentro de las ventanas de madurez para la formación Vaca Muerta. Tomado y modificado de la Dirección de Hidrocarburos y Energía de la Provincia de Neuquén.

INFORMACIÓN DISPONIBLE

La interpretación y análisis de los datos se realizó a través del software Petrel versión 2014. Para este trabajo se contó con un cubo sísmico 3D con un área ocupada en planta de 62 km². Se adquirió en el año 2004 y fue procesado en el 2005 por la compañía Veritas obteniendo un cubo PSTM (Migración Pre Stack en Tiempo). También se contó con un cubo de impedancia acústica y cinco pozos exploratorios (LJE.x-1001, LJE.x-1002, LJE.x-1010, LJE.x-1011 y LJE.x-1014). En la figura 26 se muestra un mapa del área con el detalle de la información de pozos y sísmica. A nivel de pozos se contaba con un set completo de perfiles eléctricos y geoquímicos. En la Tabla 3 se detalla la información disponible.

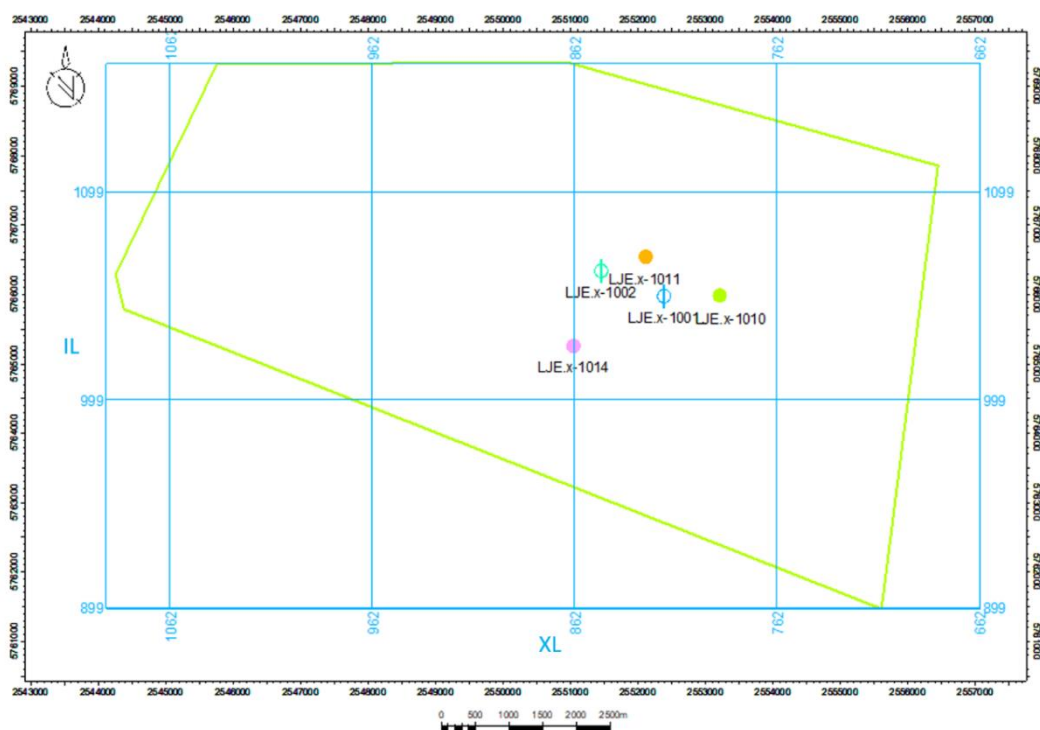


Figura 26. Área ocupada por la sísmica (polígono verde) y ubicación de los cinco pozos exploratorios.

	LJE.x-1001	LJE.x-1002	LJE.x-1010	LJE.x-1011	LJE.x-1014
SP	X	X	X	X	X
GR	X	X	X	X	X
GU			X	X	
RES 20/60/90	X	X	X	X	X
DTC	X	X	X	X	X
DTS			X	X	X
RHOB	X	X	X	X	X
PEF			X	X	X
TNPH			X	X	X
TOC_CORE			X		
TOC_CTGS			X	X	X
S1, S2, S3, Tmax_CORE			X		
S1, S2, S3, Tmax_CUT			X		X
XRD_CAR			X		
XRD_CLAY			X		
XRD_QPF			X		
Desviaciones	X	X	X	X	X
Control Geológico	X	X	X	X	X

Tabla 3. Perfiles eléctricos y geoquímicos disponibles en cada pozo de estudio.

METODOLOGÍA

A partir de los perfiles de pozo se realizó la correlación de la Fm. Vaca Muerta. Además de los topes formacionales de Vaca Muerta y Tordillo (Base Vaca Muerta) se identificaron cuatro niveles fácilmente correlacionables y que se denominaron MFS, InfraVM_1_1, VM_1_1 y VM_1_2. El detalle de esta correlación se muestra en la figura 27. Estos niveles se trasladaron luego a la sísmica y fueron utilizados como base para la interpretación de los horizontes (figura 28).

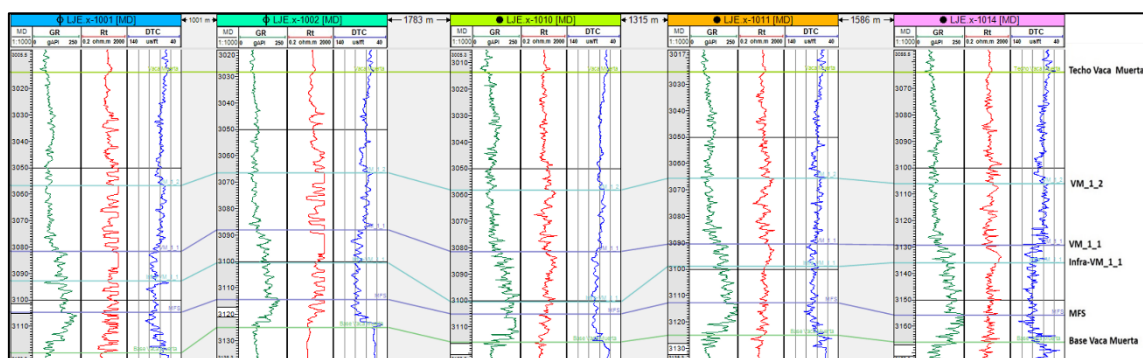


Figura 27. Correlación entre pozos LJE.x-1011 y LJE.x-1014, nivelada al tope de la Fm. Vaca Muerta.

El ajuste entre las profundidades de los pozos y los tiempos de la sísmica se realizó con la generación de sismogramas sintéticos para cada sondeo. Para esto se utilizaron los perfiles eléctricos sónico y densidad, en conjunto con una ondícula extraída del propio cubo de amplitudes para la convolución de los coeficientes de reflexión. En la figura 28 se ilustra el ajuste entre el tiempo de la sísmica y la profundidad del pozo para el sondeo LJE.x-1010.

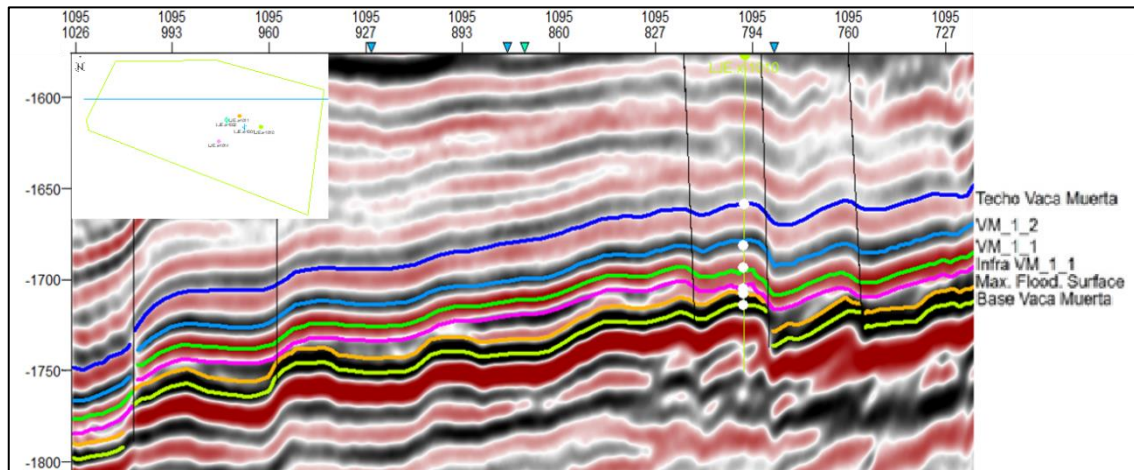


Figura 28. Inline 1095 en TWT ilustrando la interpretación de horizontes sobre la Fm. Vaca Muerta.

Continuando con la interpretación estructural, se identificaron dentro de la sísmica 3D tres trenes de fallas normales paralelos de orientación NNO-SSE en un arreglo típico en echelón como ya se expuso anteriormente. A su vez, la estratigrafía fue abordada desde el punto de vista secuencial tomando como referencia a la subdivisión realizada en la “Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta”.

El paso siguiente consistió en el armado del modelo estructural en tiempo. Este modelo será tomado como base para el grillado 3D, el cual se poblará con las diferentes propiedades.

Para esto, tienen que ser modeladas en primera instancia las fallas, de las cuales debieron ser descartadas aquellas que no afectaban al intervalo de interés, y luego los horizontes. El proceso de “Pillar Gridding” permite insertar una serie de pilares entre las fallas, elementos que son la base para el grillado propiamente dicho. Una vez realizado esto, las interpretaciones de los horizontes fueron insertados y modelados de manera concordante. Fue esencial también determinar y agregar en el modelo las fallas que afectaban a cada horizonte. Finalmente se crearon las zonas, habiendo quedado definidas una entre cada par de horizontes adyacentes y a su vez cada zona se subdividió en capas tomando como máximo un espesor de 2 milisegundos. El flujo de trabajo para el modelado y grillado se ejemplifica en la figura 29. Es sobre el modelo grillado que serán escalados los atributos sísmicos y las propiedades geofísicas y geoquímicas.

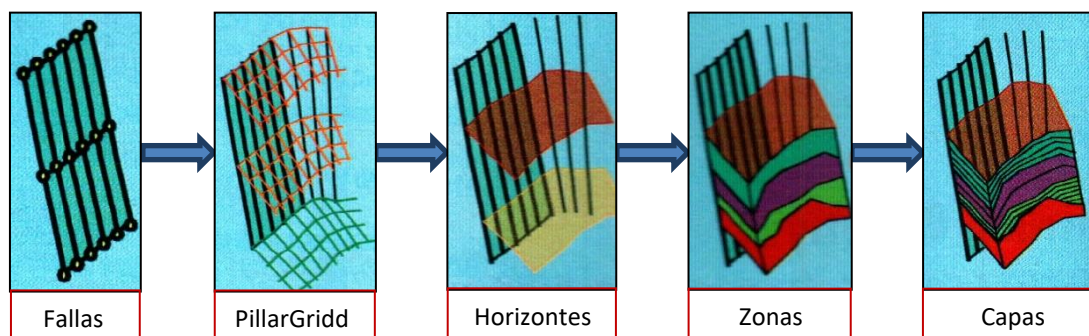


Figura 29. Workflow para el Modelado estructural y Grillado.

La validación del modelo estructural fue realizada corroborando la relación entre los horizontes y las fallas, es decir que se respetaran los rechazos y la geometría para cada uno de los horizontes habiendo resultado satisfactorio.

A partir de modelo estructural también fueron confeccionados mapas isócronos e isocronopáquicos, convertidos a profundidad utilizando el modelo de velocidad.

Para el modelo de velocidad que se utilizó para convertir todos los elementos interpretados y creados en tiempo a profundidad, se usaron cuatro topes y sus respectivos tiempos y profundidades del pozo LJE.x-1001. Estos fueron: Quintuco superior, Quintuco inferior, Vaca Muerta, y el Mb. Catriel (Base Vaca Muerta). Poniendo atención sobre las diferencias entre las profundidades reales y las calculadas según el modelo para dichos topes en los pozos restantes, fue simple ir corrigiendo los parámetros para su mejor adecuación. El error máximo fue de 11.65m y el menor de 0.43m. Tomándolos como aceptables quedó definida una ley de velocidad entre la parte más somera de la sísmica y Quintuco que considerara una variación en la velocidad de tipo lineal. El modelo definitivo se realizó usando los mismos topes pero a partir de todos los pozos.

Subsiguientemente se llevó a cabo la extracción de atributos sísmicos sobre el cubo de amplitudes. Se eligieron por un lado atributos geométricos que resaltarán aspectos estructurales, y por el otro, atributos estratigráficos que permitan visualizar diferencias dentro de Fm. Vaca Muerta de distintas cualidades.

Los atributos geométricos fueron utilizados para corroborar la interpretación original de las fallas. Se corrieron a lo largo de todo el cubo de amplitudes y luego se extrajeron sus valores para las superficies de interés. Para ellos se eligieron:

- Varianza (con una ventana vertical de 10 metros): mide las diferencias de amplitud entre las trazas vecinas enfatizando la impredecibilidad de los horizontes sísmicos. Valores altos de varianza pueden indicar la existencia de fallas (figura 30).

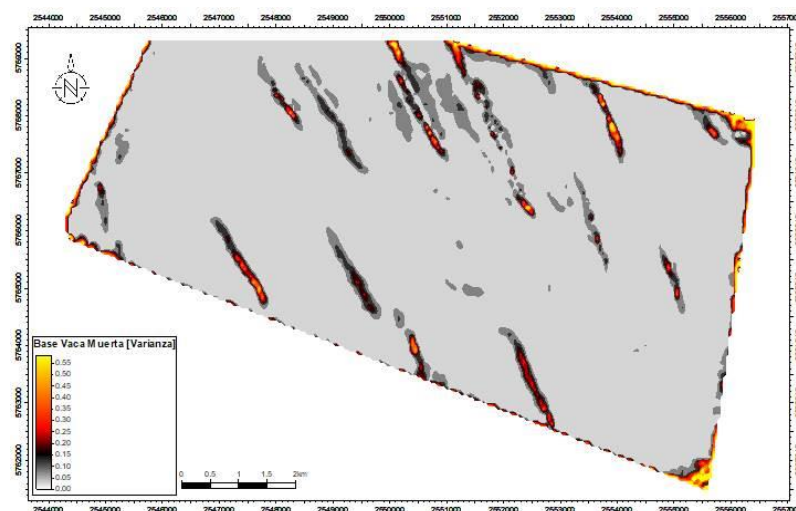


Figura 30. Ejemplificación de la extracción de valores de Varianza sobre la base de la Fm. Vaca Muerta.

- Curvatura Máxima: dado un radio vertical y horizontal, en este caso 12 milisegundos y 1 inline/crossline, mide zonas con máximas curvaturas

en los reflectores sísmicos por la comparación entre ellos dentro de la ventana de búsqueda (figura 31).

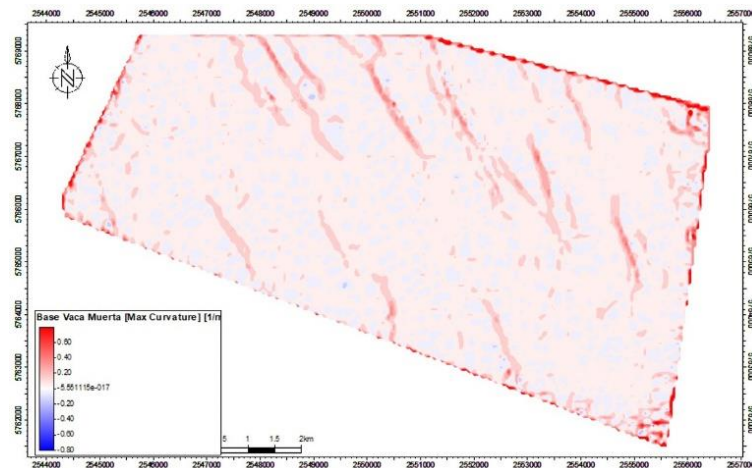


Figura 31. Ejemplificación de la extracción de valores de Curvatura Máxima sobre la base de la Fm. Vaca Muerta.

- Curvatura de Buzamiento (K): con los mismos parámetros de búsqueda que para la Curvatura Máxima, muestra valores de curvatura positivos para convexidades, nulos para planaridades y negativos para concavidades. Analizando el mapa se puede ver la geometría de las fallas (figura 32).

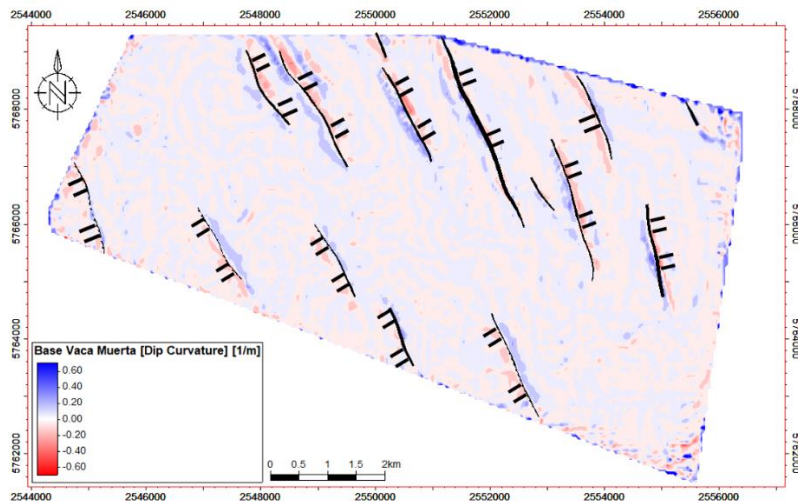


Figura 32. Ejemplificación de la extracción de la curvatura de buzamiento sobre la base de la Fm. Vaca Muerta. Se ilustran las fallas; y los tipos de curvaturas: $K > 0$ (convexo), $K = 0$ (plano), $K < 0$ (concavo).

Los atributos estratigráficos fueron realizados sólo sobre el intervalo ocupado por la Fm. Vaca Muerta. Si bien la metodología es válida cabe aclarar que no es conclusiva en este trabajo ya que debería haber mayor población de pozos con las propiedades de Gamma Uranio y GR por lo que el resultado es cualitativo. A continuación, se detallan los más importantes:

- Inversión Genética – Uranio: este atributo requiere como input el cubo de amplitudes sísmicas más un perfil. El resultado es un volumen de la propiedad que represente ese perfil. Es una manera rápida en Petrel de obtener un modelo aproximado de esa propiedad. En este caso, se

utilizó el perfil de gamma Uranio ya que es un elemento que se ha comprobado estadísticamente que tiene una correlación positiva con el contenido de COT en lutitas (figura 33).

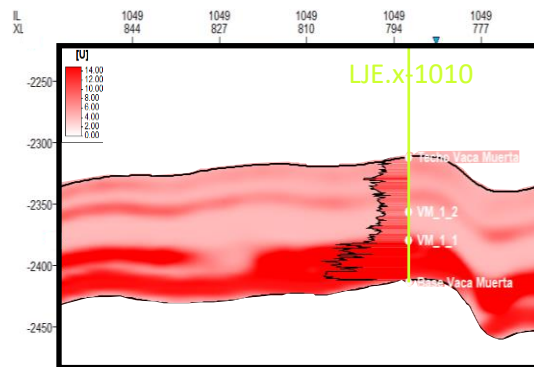


Figura 33. Inline 1049. Ejemplificación de la Inversión genética de Uranio y perfil de Gamma Uranio para el sondeo LJE.x-1010.

- Inversión Genética – GR: de la misma manera se pueden utilizar los perfiles de GR, aquí el GRC (corregido), y si bien este no discrimina entre los diferentes elementos radioactivos, permite predecir el reservorio lutítico (figura 34).

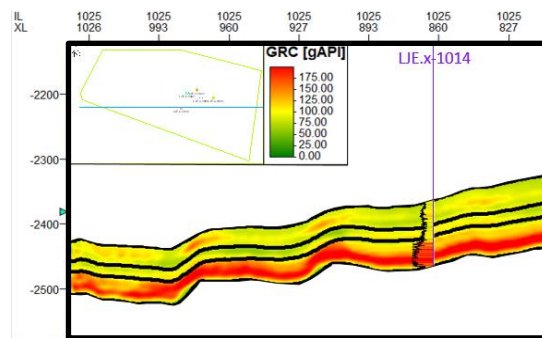


Figura 34. Inline 1025. Ejemplificación de la Inversión genética de GR y perfil de GRC para el sondeo LJE.x-1014.

- Impedancia Acústica – IA: Si bien forma parte del conjunto de datos originales, la interpretación de las variaciones de la IA resulta muy útil ya que posee una correlación inversa con el contenido orgánico.

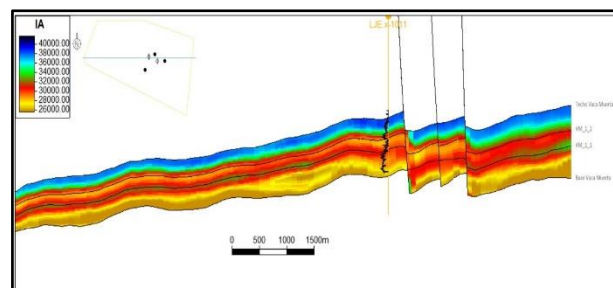


Figura 35. Inline 1050 sobre el cubo de IA.

Posteriormente estos atributos fueron escalados a la grilla 3D, a partir de la cual pudieron ser extraídos mapas para cada superficie de manera de observar variaciones horizontales de tales rasgos.

Parte importante fue la generación de volúmenes de propiedades geofísicas y geoquímicas a partir del cubo de impedancia acústica. Es bien conocida la buena correlación inversa que existe entre la impedancia acústica (IA) y el contenido orgánico (COT) de las rocas lutíticas orgánicas. Ésta otorga tiempos de tránsito altos y densidades bajas. Como la IA se define como Velocidad P x Densidad, siendo la Velocidad P igual a la inversa del DTC, pueden entonces generarse una serie de correlaciones entre estas propiedades, y entre ellas y el COT. Los volúmenes que se decidieron obtener fueron los de DTC, DTS, RHOB y COT a partir de las siguientes correlaciones:

- DTC (useg/pie) vs IA
- RHOB (gr/cm3) vs IA
- DTS (useg/pie) vs DTC
- COT (%) vs IA

La metodología consistió en primera instancia en analizar esas correlaciones a escala de pozo y obtener las regresiones que mejor las representen. Para la validación de las regresiones se utilizaron pozos testigo que ayudarán a entender el grado de predicción de los perfiles. Con estas ecuaciones validadas se calcularon las propiedades del volumen del modelo. Los crossplots se presentarán en la parte de resultados.

En cuanto al contenido orgánico debió utilizarse inicialmente el COT de cuttings dado su mayor representación vertical, pero su posterior corrección por el COT de corona permite obtener valores más cercanos a la realidad dada su naturaleza puntual.

Los volúmenes así obtenidos fueron luego escalados a la grilla desde donde fue posible evaluar, previa validación con el dato original de pozo, para cada propiedad los valores en cada zona.

El tiempo de tránsito compresional y de cizalla (DTC y DTS) en conjunto con la densidad (DEN) son tres de los atributos más importantes que también se determinan para una roca lutítica que desea ser estudiada como recurso hidrocarburífero no convencional debido a que de ellas derivan parámetros elásticos y las implicancias que estas tienen en las propiedades geomecánicas y la fracturabilidad de la roca.

Entonces a partir de ellos se calcularon el coeficiente de Poisson (ν) y el módulo de Young (E) como sigue:

$$\nu = \left[0.5 * \left(\frac{DTS}{DTC} \right)^2 - 1 \right] / \left[\left(\frac{DTS}{DTC} \right)^2 - 1 \right]$$

$$E = 2 * \left[DEN * \left(\frac{1}{DTS} \right)^2 * (1 + \nu) \right] * 0.145$$

La hipótesis es que las rocas dúctiles exhiben E bajo y alto ν , siendo inversa la relación para las rocas frágiles (Perez y Marfurt, 2014). Utilizando los datos de ν y E se representaron los mismos en un gráfico (figura 36) propuesto por Perez y Marfurt (2014) quien clasifica a la roca en base a los dos parámetros

nombrados en dúctiles, menos dúctiles, menos frágiles y frágiles. En la tabla 4 se muestran los valores máximos de “n” para la clasificación de las rocas en el gráfico de Perez y Marfurt.

Comportamiento mecánico	n
Frágil	0.27
Menos Frágil	0.3
Menos Dúctil	0.33
Dúctil	>0.33

Tabla 4. Valores máximos de n para la zonación de las propiedades mecánicas según Perez y Marfurt (2014).

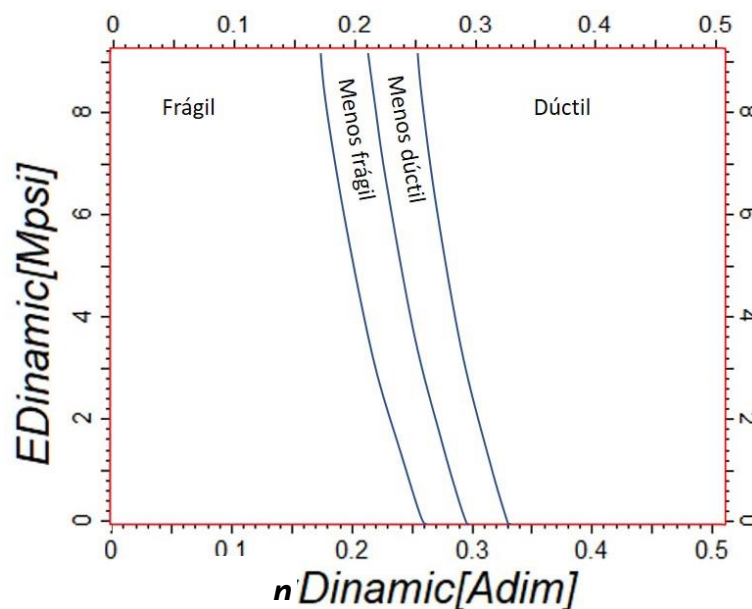


Figura 36. Comportamiento geomecánico según parámetros n y E (Perez y Marfurt 2014).

Para concluir, la integración e interpretación final de los análisis previos derivaron en un volumen del cubo sísmico que se consideró apropiado para continuar su evaluación como reservorio no convencional.

A modo de resumen metodológico se muestra a continuación (figura 37) el flujo de trabajo que integra todos los pasos descritos en esta sección.

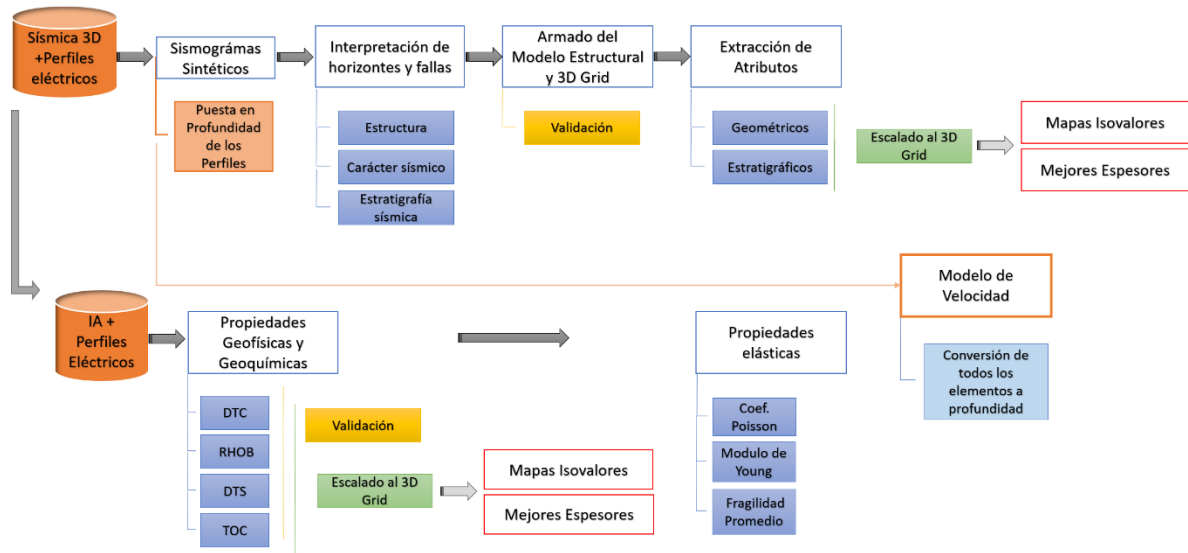


Figura 37. Workflow generalizado.

RESULTADOS

Serán presentados en primer lugar los mapas estructurales e isopáquicos obtenidos del intervalo sísmico ocupado por la Fm. Vaca Muerta. Este acercamiento inicial dará una idea de la estructura a la cual nos enfrentamos. A continuación, los atributos estructurales y estratigráficos obtenidos a partir del cubo de amplitudes sísmicas, extraídos y presentados sobre los horizontes interpretados, permitirá la primera aproximación cualitativa al volumen de interés según las características definidas por cada uno de ellos. Posteriormente, nos referiremos a las propiedades geofísicas y derivadas elásticas y aún más importantes geoquímicas (COT), para lo cual fue utilizado el cubo de impedancias acústicas en conjunto con los perfiles eléctricos apropiados. Serán mostradas cada una de estas propiedades distribuidas en el modelo 3D en profundidad, del cual se extrajeron valores para cada horizonte y mapas isopáquicos para el caso del COT.

Mapas estructurales e isopáquicos

En la sección de la figura 38 se ilustra los horizontes interpretados sobre la Fm. Vaca Muerta a partir de los cuales se confeccionaron mapas estructurales. Estos son: Base Vaca Muerta, MFS, InfraVM_1_1, VM_1_1, VM_1_2 y Techo Vaca Muerta. Son superficies que muestran el mismo estilo estructural, levemente plegadas con cierres contra las fallas, buzando hacia el O-SO.

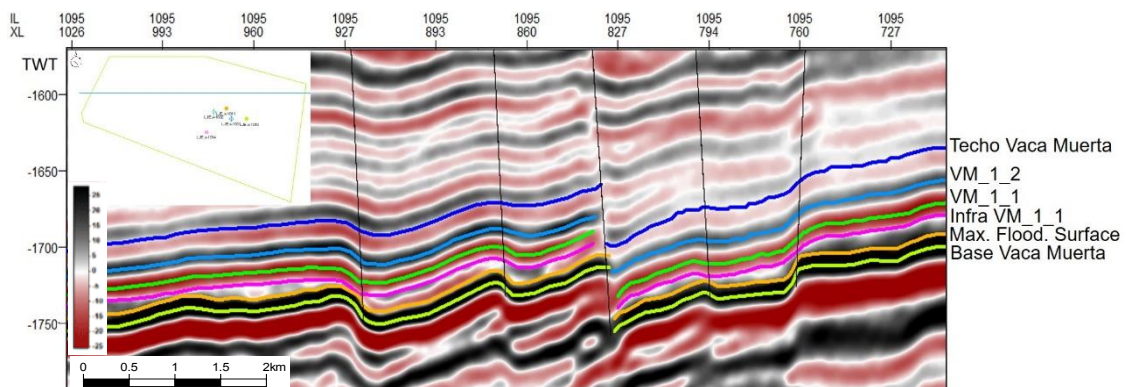


Figura 38. Inline 1095 en TWT ilustrando cuales fueron los horizontes interpretados sobre la Fm. Vaca Muerta.

Sobre los mapas estructurales escalados a profundidad con el modelo de velocidad (figuras 39 y 40) se observa que los rechazos de algunas fallas se van haciendo cada vez más chicos hacia el tope de la formación, desapareciendo incluso dos de ellas.

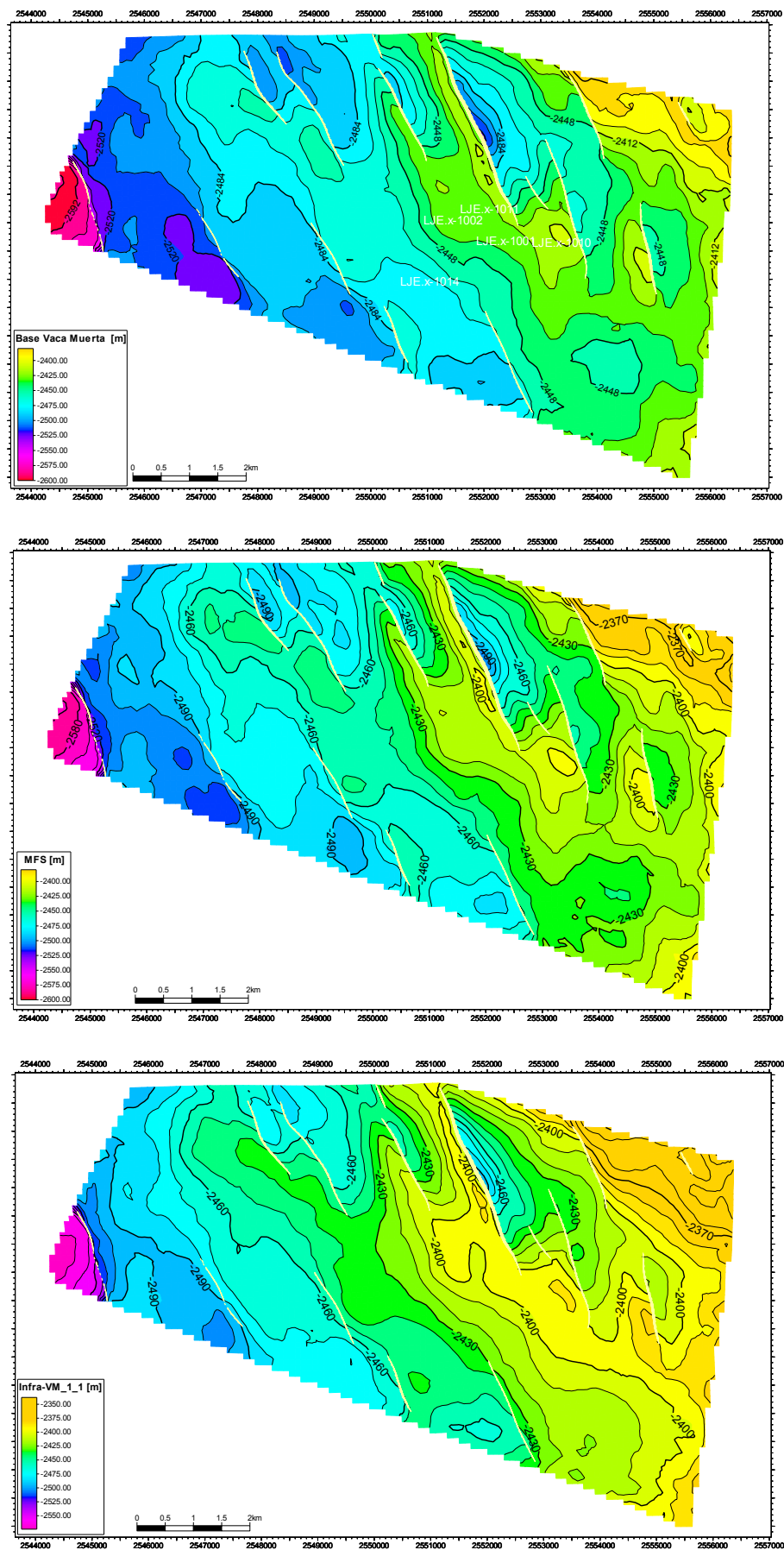


Figura 39. Mapa estructural a la base del Fm. Vaca Muerta. De arriba abajo: Base Vaca Muerta, MFS e InfraVM_1_1.

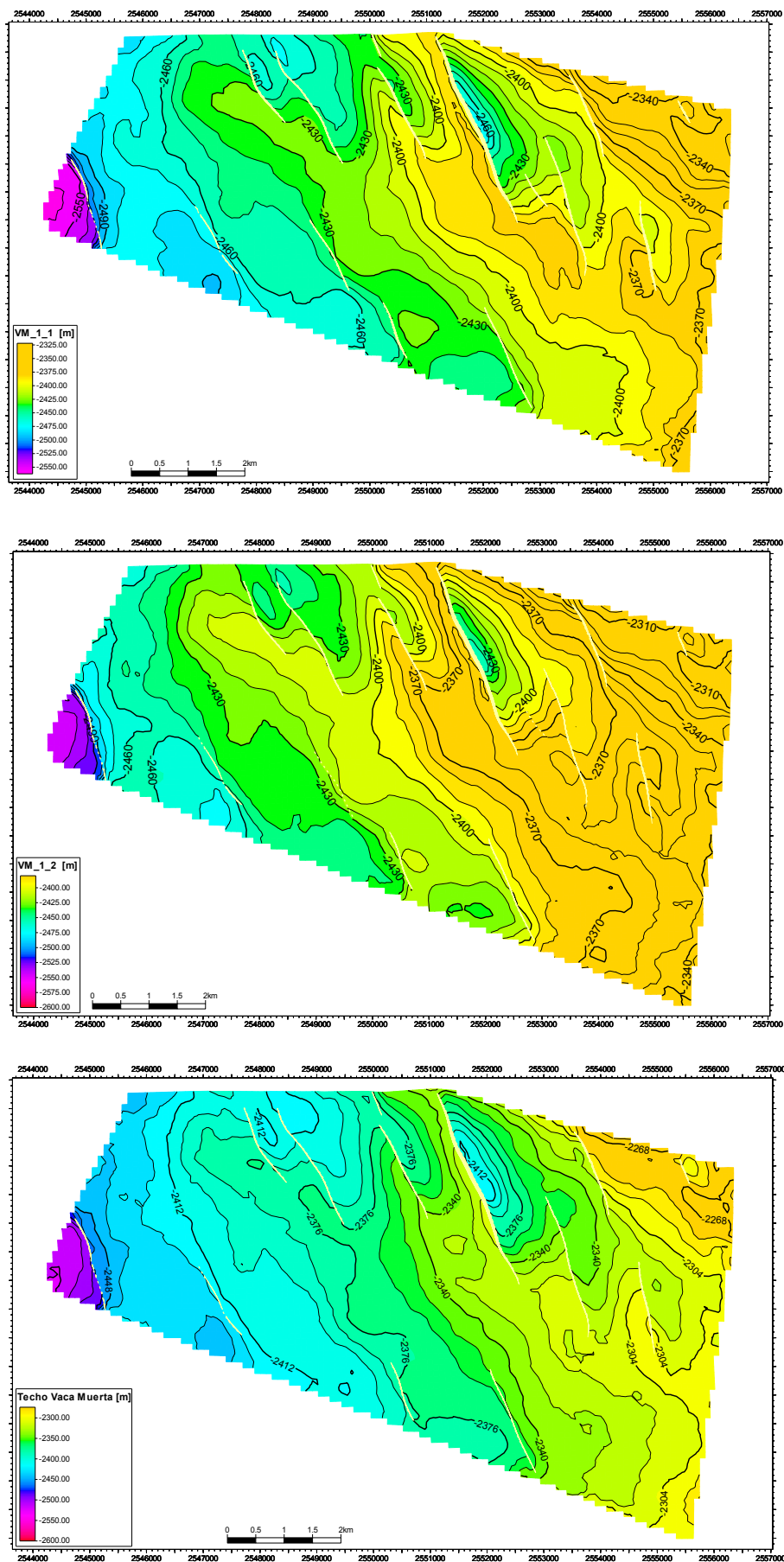


Figura 40. Mapas estructurales (de arriba a abajo): VM_1_1, VM_1_2 y Techo Vaca Muerta.

En los mapas isopáquicos de la Figura 41, se distingue una clara tendencia de disminución de los espesores hacia el O-NO coincidente con la dirección de progradación de las secuencias observada a nivel regional.

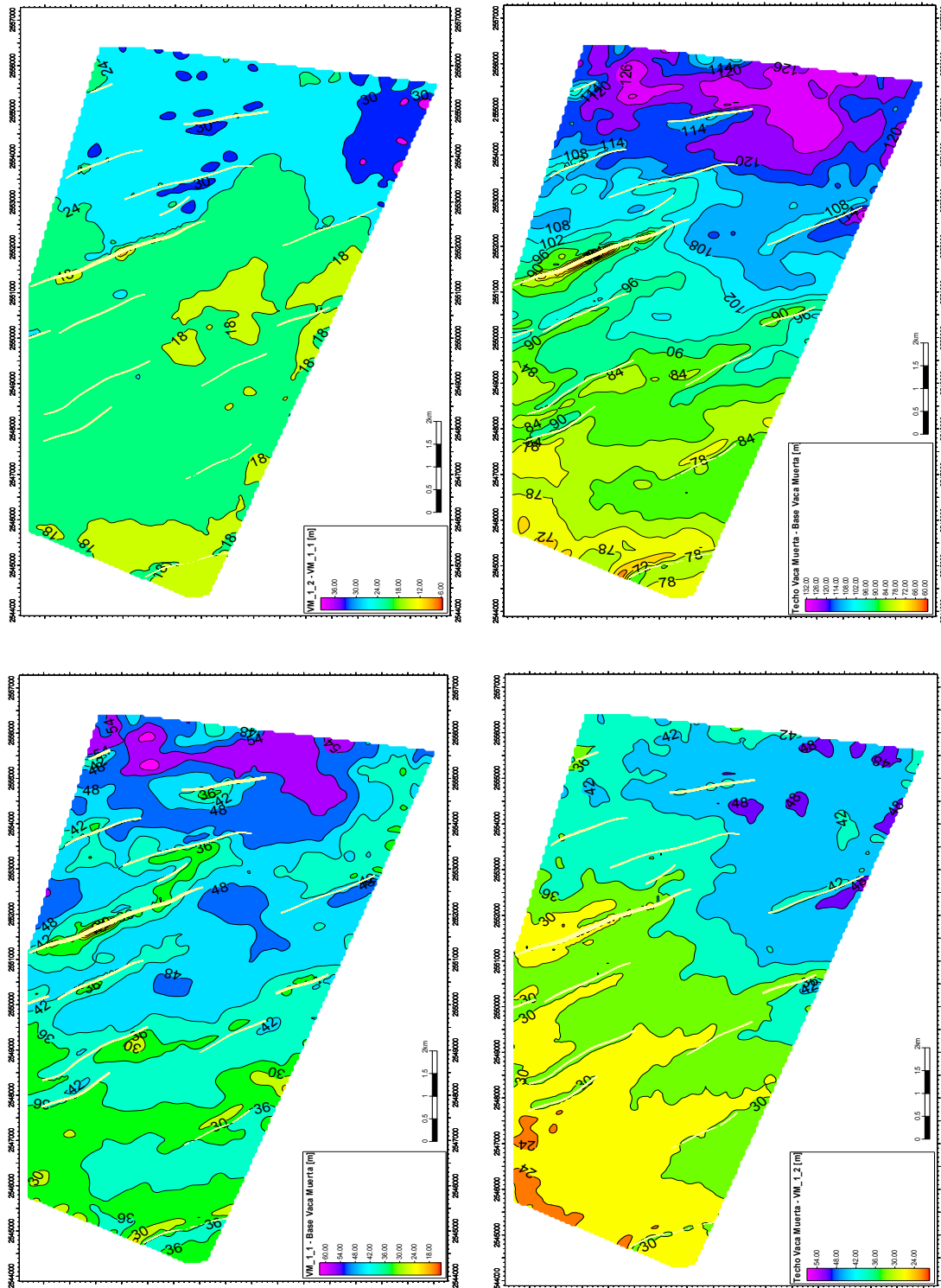


Figura 41. Mapas isopáquicos entre (de abajo a arriba y de izquierda a derecha): VM_1_1-Base Vaca Muerta; VM_1_2-VM_1_1; Techo Vaca Muerta-VM_1_2; Techo Vaca Muerta-Base Vaca Muerta.

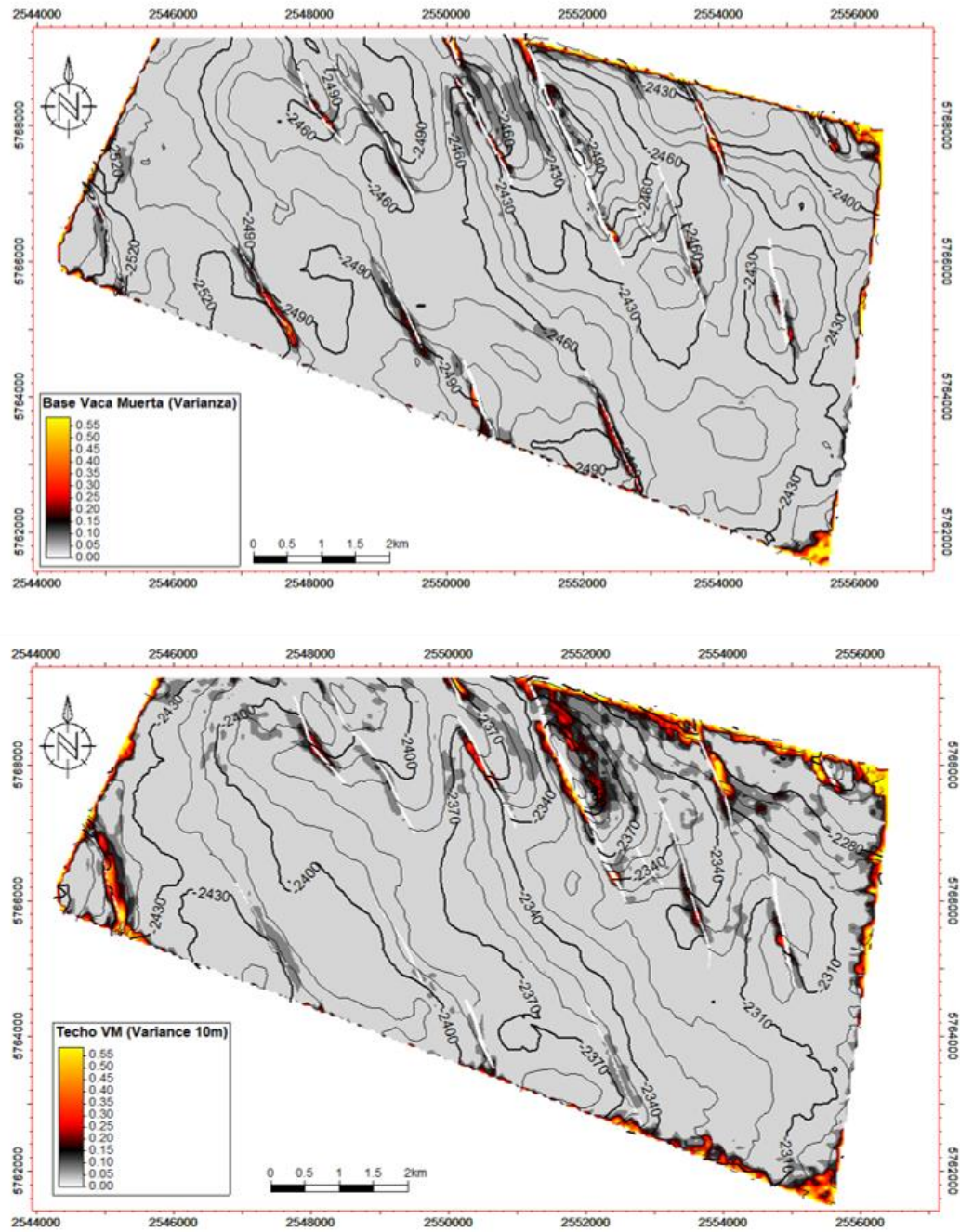
Atributos Geometricos

Con el objetivo de corroborar la interpretación original de las fallas es que se decide correr sobre el cubo sísmico estos atributos. Cabe aclarar que para todos los atributos que fueron extraídos se decidió ir modificando las opacidades de todo el espectro que se presentaba en la columna de colores para poder resaltar mejor los aspectos deseados. En el caso de la varianza este fueron las fallas, razón por la cual toda la gama de colores aparece representada en las inmediaciones de los lineamientos que se observan en la figura 42.

-Varianza (10m de suavizado vertical)

Ha sido presentado para la base y techo de la Fm. Vaca Muerta (Figura 42). Lo que se observa es que hacia el centro de esos lineamientos de dirección NNO, los valores de varianza son máximos. Comparando entonces esos mapas de atributos con los estructurales, donde se presentan las fallas interpretadas, se desprende una coincidencia entre ambos que no hace más que confirmar la interpretación original.

La atenuación de las fallas se evidencia claramente en el sur del área para el techo de la formación, mientras que para la zona norte mantiene su carácter.



-Máxima Curvatura

Nuevamente, los valores más altos para este atributo se desarrollan esencialmente a lo largo de los mismos lineamientos que los indicados para la varianza, pero también se observa que hacia el techo de la Fm. Vaca Muerta se pierde la definición sobre todo del tren inferior de fallas, comenzando a aparecer incluso ruido no deseado que opaca aún más su distinción (Figura 43).

-Curvatura de Buzamiento

Este atributo resulta interesante ya que nos indica visualmente sobre las superficies el tipo de curvatura y en todo caso la planaridad, y permite identificar idealmente bloques bajos y altos a lo largo de las fallas (figura 43). La coincidencia con las fallas interpretadas es otra vez muy buena ubicándose la traza de las mismas entre las franjas roja y azul como cabe esperar, ya que como se dijo anteriormente estos dos colores, si bien de nuestra elección, indican el tipo de curvatura.

El uso de más de un atributo geométrico que muestre un mismo rasgo, pero a partir de diferentes cualidades es beneficioso a la hora de confirmar esta característica. El intervalo Vaca Muerta no demuestra con los atributos corridos una estructura más compleja que la descrita a partir de la interpretación sísmica, no identificándose nuevas fallas.

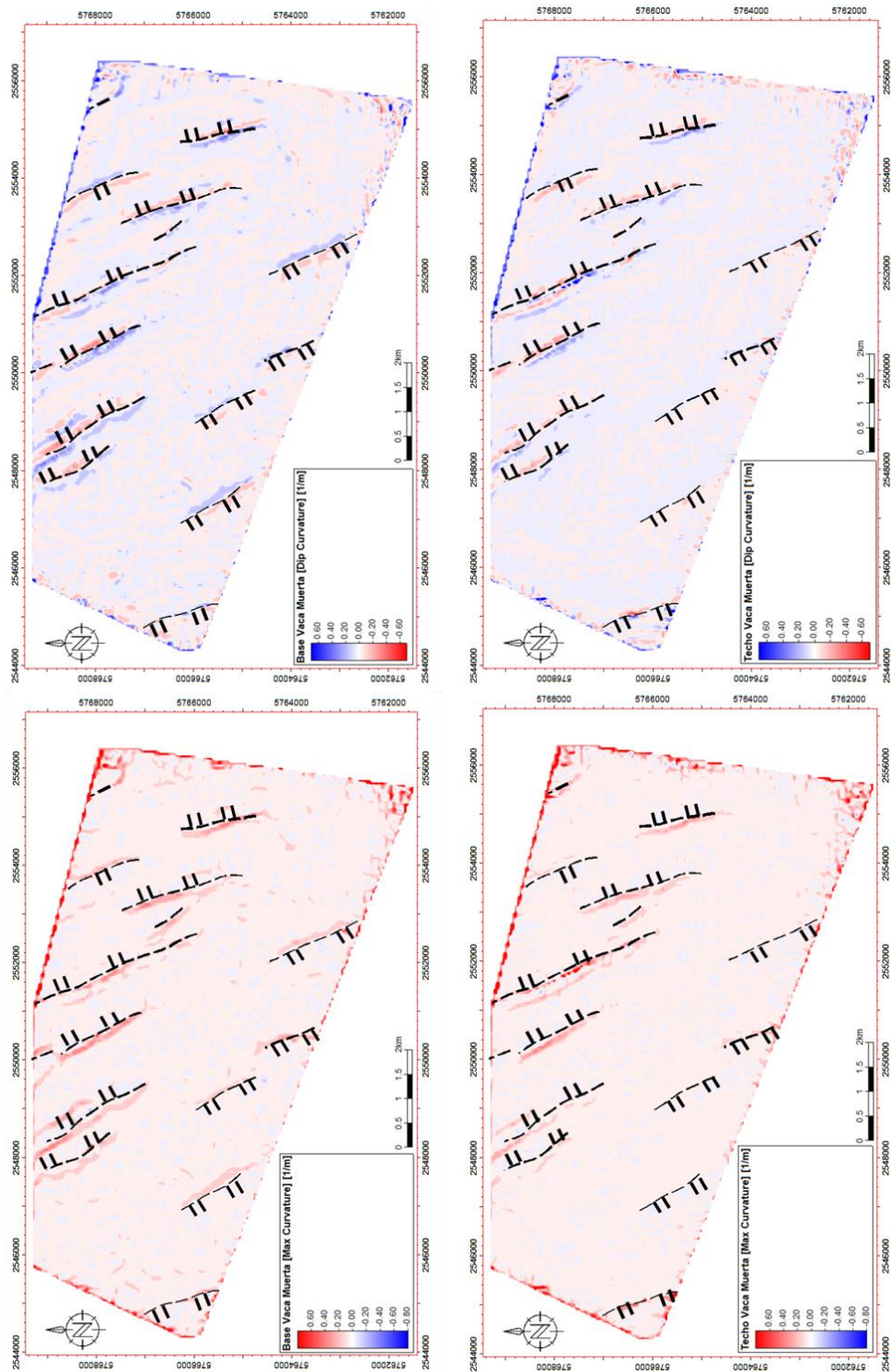


Figura 43. Para la base y el techo de la Fm. Vaca Muerta, la Curvatura Máxima y Curvatura de Buzamiento con las fallas sobreimpuestas.

Atributos Estratigráficos

La base de Vaca Muerta contiene una importante participación de elementos radioactivos lo que tiene un efecto muy fuerte sobre los perfilajes de GR y Uranio (Legarreta y Villar, 2015). Por ello la importancia de caracterizar al área según estas propiedades y correlacionarlo con el COT. Volvemos a hacer la salvedad aquí de que, si bien la metodología es válida, la caracterización en este trabajo de estas propiedades para todo el cubo sísmico sería cualitativa ya que estamos limitados por la poca cantidad de pozos con estas propiedades.

-Inversión Genética de Uranio

Como ya se explicó previamente, la Inversión Genética es una manera de obtener un volumen de una determinada propiedad a partir de la integración del volumen de amplitudes sísmicas post-stack y la propiedad a nivel de pozo. Usando redes neuronales se obtiene un cubo de la relación entre la amplitud y la propiedad seleccionada.

El volumen obtenido, del cual se ejemplifica con una sección en la figura 44, fue entonces escalado al modelo 3D (secciones de la figura 45). A partir de él se obtuvieron mapas para cada horizonte de interés para observar variaciones tanto verticales como laterales.

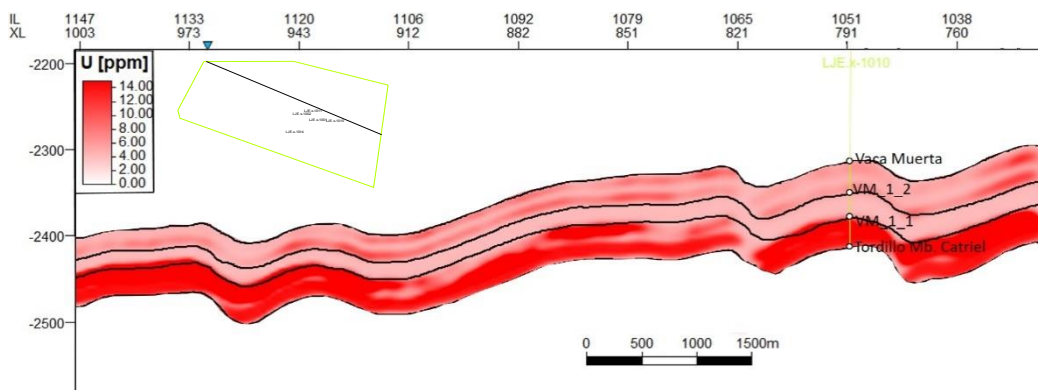


Figura 44. Sección arbitraria del cubo de Inversión Genética de U.

La correlación entre el U de pozo y el U generado para el volumen puede observarse en la figura 46 C, siendo esta buena ya que respeta en niveles aceptables las tendencias de la curva original del pozo. Sin embargo, si bien se observa en ambas figuras (44 y 45) un pico basal registrado también a escala de pozo, se puede ver un segundo pico de menor magnitud justo por encima de VM_1_2. Dado que son solo dos pozos lo que poseen un registro de U, la propiedad calculada tiene un valor cualitativo, es decir, sirve para visualizar variaciones verticales y horizontales relativas. De manera que ese segundo pico podría estar representando un aumento ficticio de dicha propiedad ya que no es algo que se observa en los pozos. De todas maneras, podría ayudar a la identificación de niveles de interés.

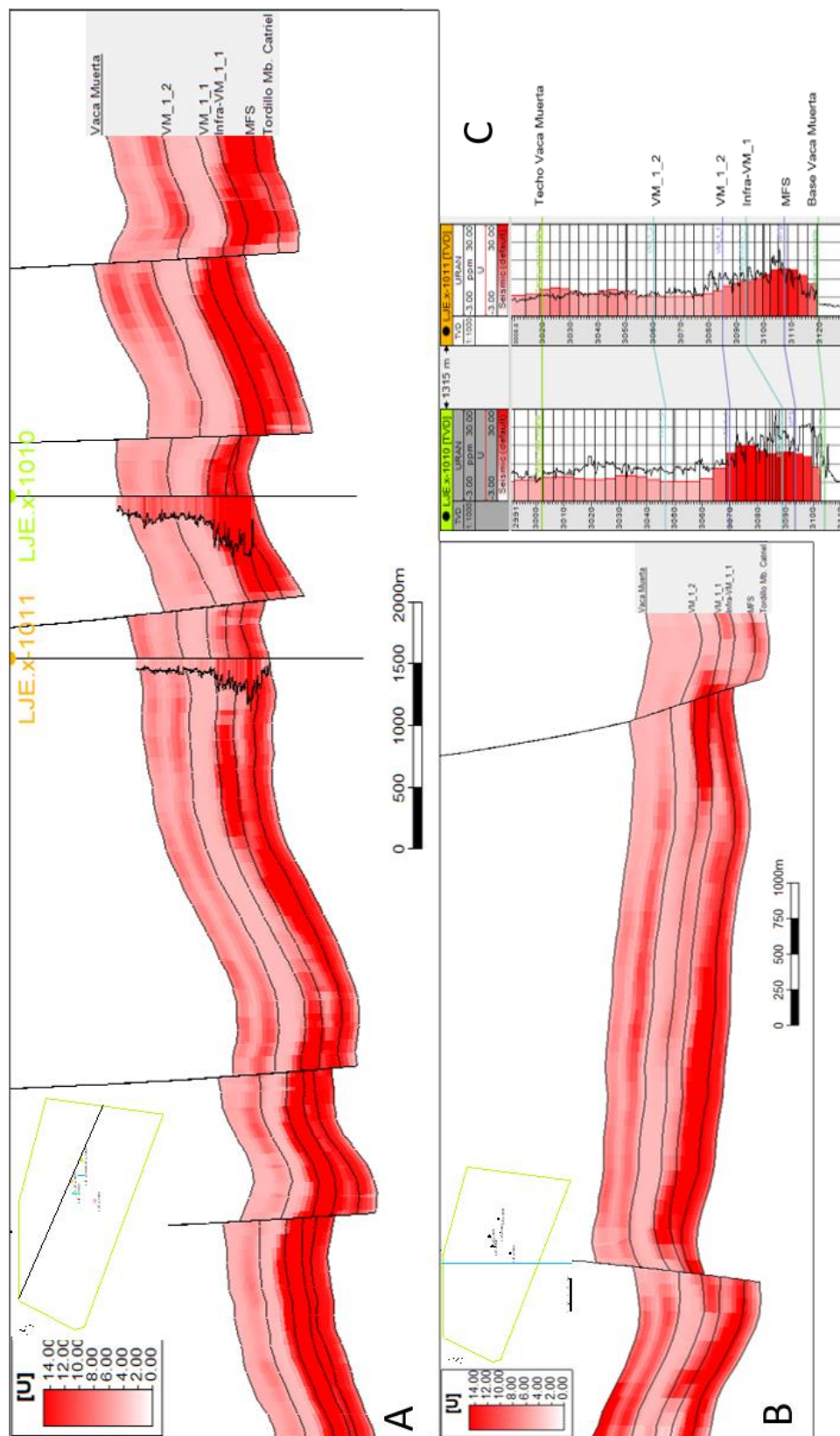


Figura 45. A) Sección arbitraria, y B) Crossline 885, sobre el modelo 3D de la Inversión Genética de U. C) Comparación entre las tendencias de los perfiles de U extraídos del modelo 3D y U original para los pozos LJE.x-1010 y LJE.x-1011.

El Uranio posee una correlación positiva buena con el contenido orgánico. Esta relación puede observarse en las Figuras 46 y 47. Los perfiles U y COT% tienen una tendencia conjunta coherente sobre todo en el aumento de ambas variables entre la base de la Fm. Vaca Muerta y VM_1_1. Un segundo pico de COT% justo por encima de VM_1_2 no es claramente visualizado por el U.

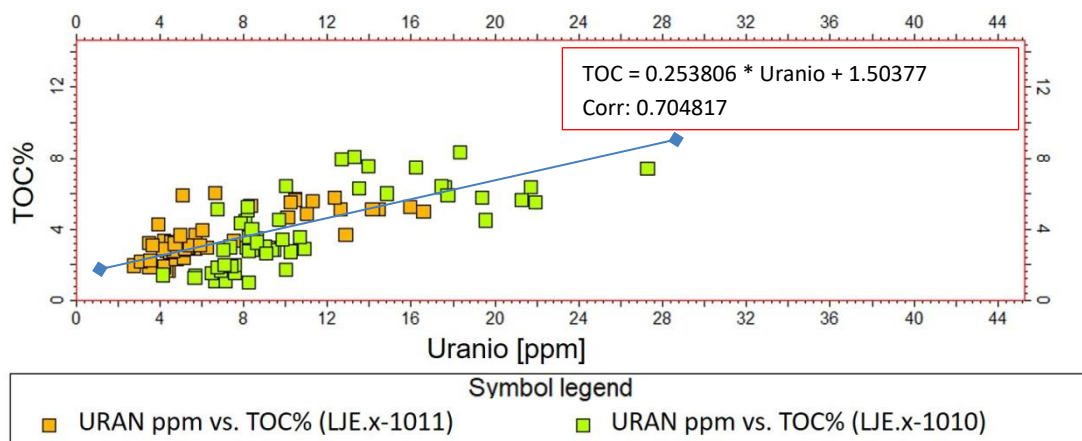
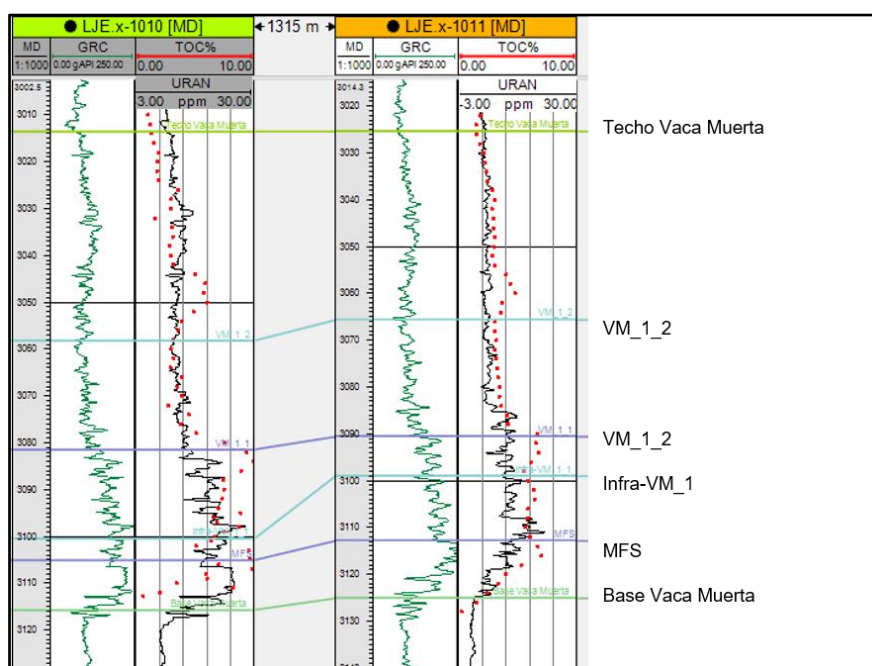


Figura 46. % COT de cutting vs. Uranio (ppm).



Ahora bien, analizando los mapas extraídos del modelo (figura 48) puede distinguirse que el intervalo sobre Vaca Muerta donde los valores son los más altos para este rasgo y que contrastan claramente con las rocas adyacentes, es entre la base de la formación y la superficie VM_1_1 coincidente para nuestra interpretación con el límite de secuencia T2. Es decir, aparece claramente diferenciado la zona de mayor riqueza orgánica de la Fm. Vaca Muerta. Más

hacia arriba los valores disminuyen hasta VM_1_2 (T3), correspondiente a los términos más someros de la secuencia 1. Sobre ese nivel un pequeño intervalo donde los valores vuelven a aumentar se distingue también en toda el área, lo que correspondería a las partes más profundas y dístales de la nueva secuencia 2.

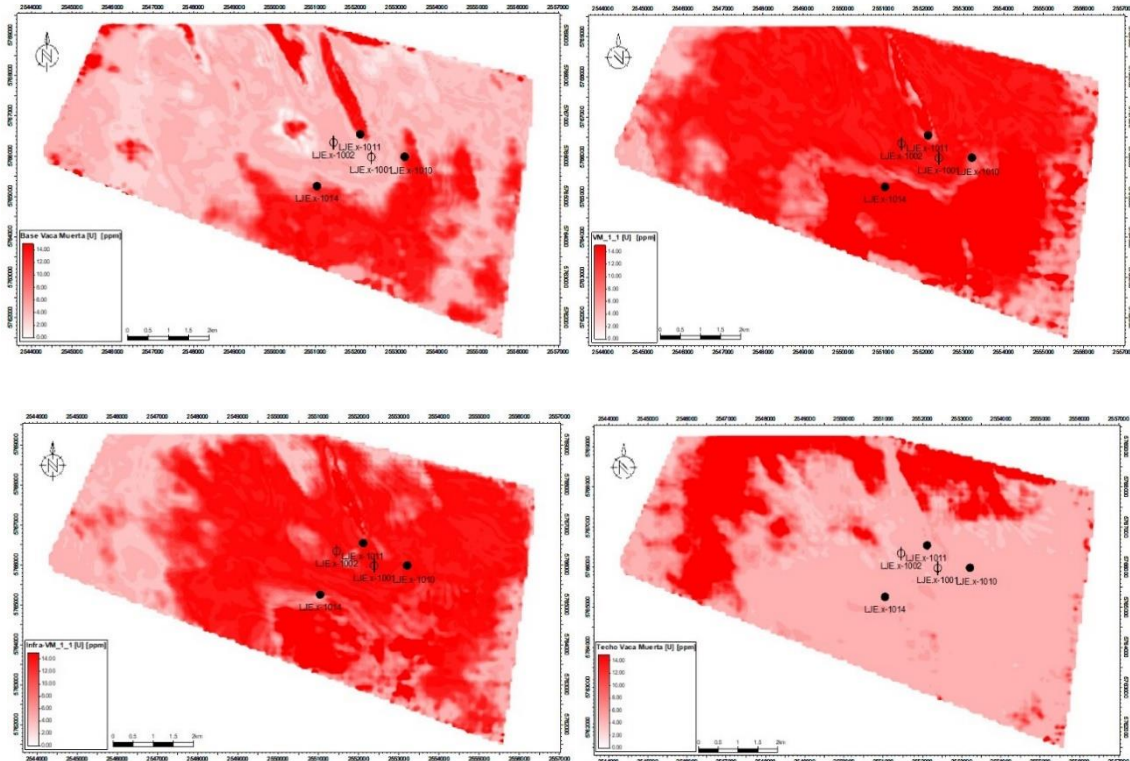


Figura 48. Mapas extraídos del modelo 3D-Inversión Genética U para (de arriba abajo y de izquierda a derecha) Base de la Fm. Vaca Muerta, InfraVM_1_1, VM_1_1 y Techo de la Fm. Vaca Muerta.

-Inversión Genética GR

La medida de GR es un buen indicador litológico para diferenciar rápidamente litologías gruesas de finas. Valores altos están relacionados con la presencia de elementos radioactivos que se concentran en los materiales finos.

De la misma manera que para el U, el cubo de la Inversión genética GR (figura 49), fue entonces escalado al modelo 3D (figura 50) a partir del cual de también extrajeron mapas para cada superficie de interés (figura 53).

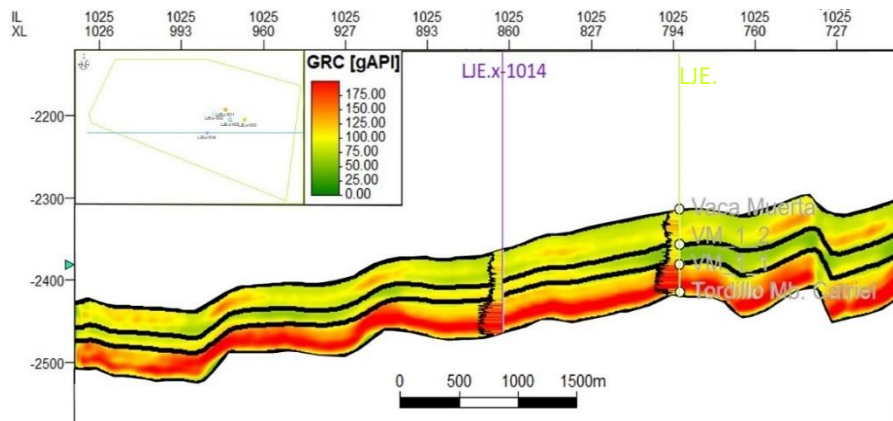


Figura 49. Inline 1025 del cubo Inversión Genética GR.

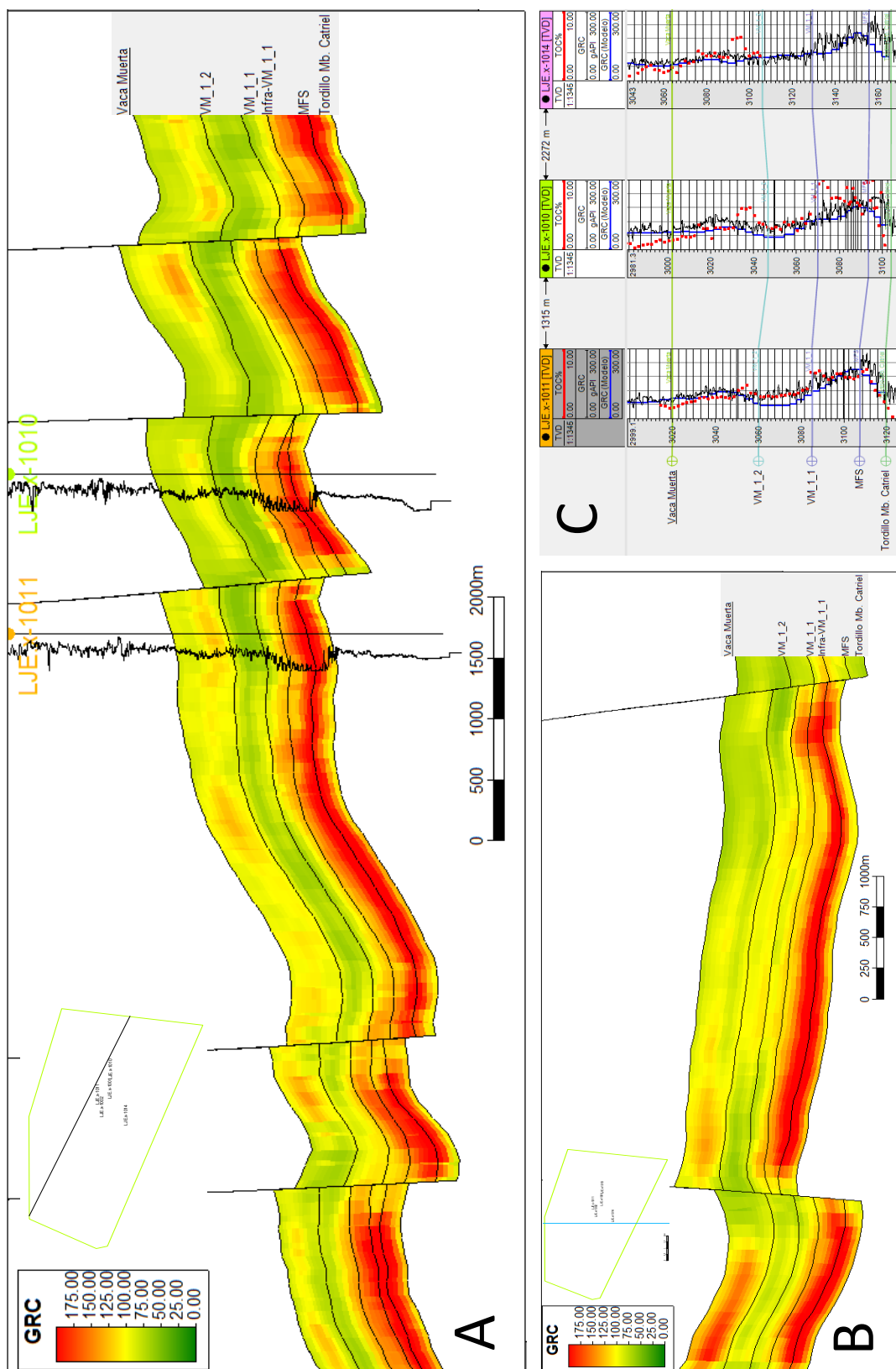


Figura 50. A) Sección arbitraria, y B) Crossline 885, sobre el modelo 3D de la Inversión Genética de GR. C) Comparación entre las tendencias de los perfiles de GR extraídos del modelo 3D (curva azul), GR original (curva negra), y el COT% original para los pozos LJE.x-1010, LJE.x-1011 y LJE.x-1014.

En este caso puede verse que la correlación entre el modelo de la Inversión Genética de GR y los valores a nivel de pozo de tal propiedad es buena, registrándose para ambas escalas el pico inferior de mayor magnitud y el superior, de menor magnitud, por encima de VM_1_2.

La relación entre GR y COT es muy similar a la del U y COT. Esto se observa en el gráfico de correlación de la figura 51 y en la comparación de ambos perfiles en la figura 52, donde nuevamente el GR reproduce aproximadamente la tendencia del COT% entre la base de la formación y el VM_1_1, pero no a partir del VM_1_2 hacia arriba, aunque se reconoce cierto aumento

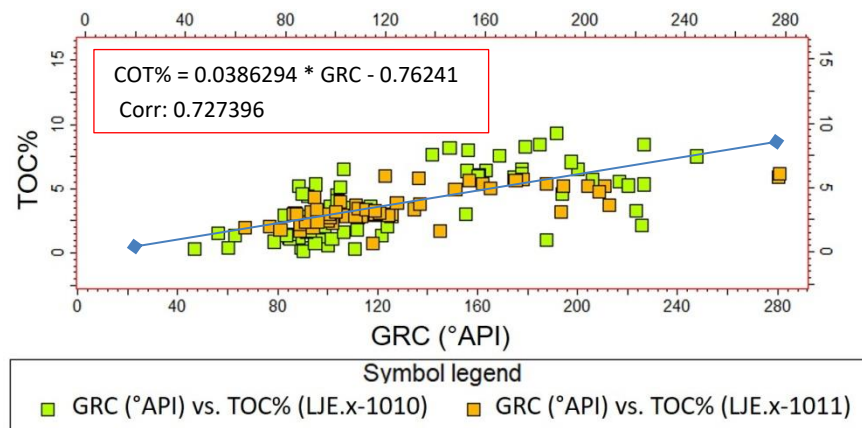


Figura 51. Correlación GR(°API) vs COT%.

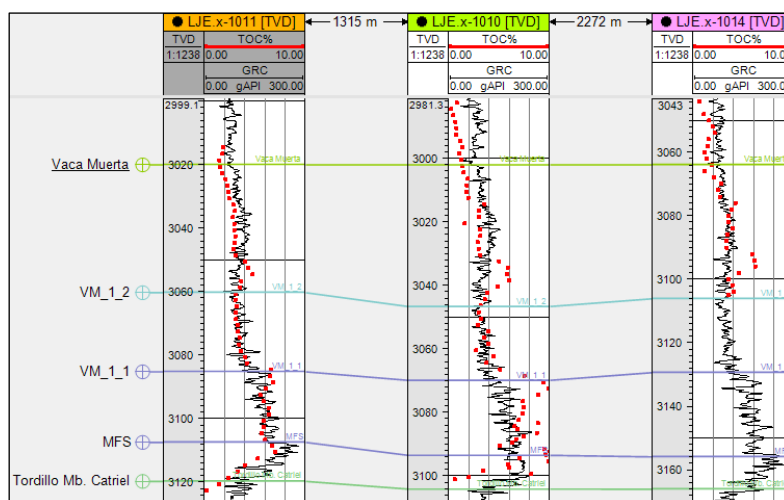


Figura 52. Comparación de perfiles COT% y GR.

Los mapas extraídos del modelo (figura 53) muestran la diferenciación de las mismas zonas que para el caso del U a lo largo de todo el volumen. La sección entre la base de la Fm. Vaca Muerta y el tope VM_1_1 es claramente diferenciable, aunque los valores más altos podrían acotarse hasta el tope InfraVM_1_1. Más hacia arriba aparece de nuevo el intervalo VM_1_1-VM_1_2 (T2-T3) con bajos valores, y por encima vuelven a aumentar.

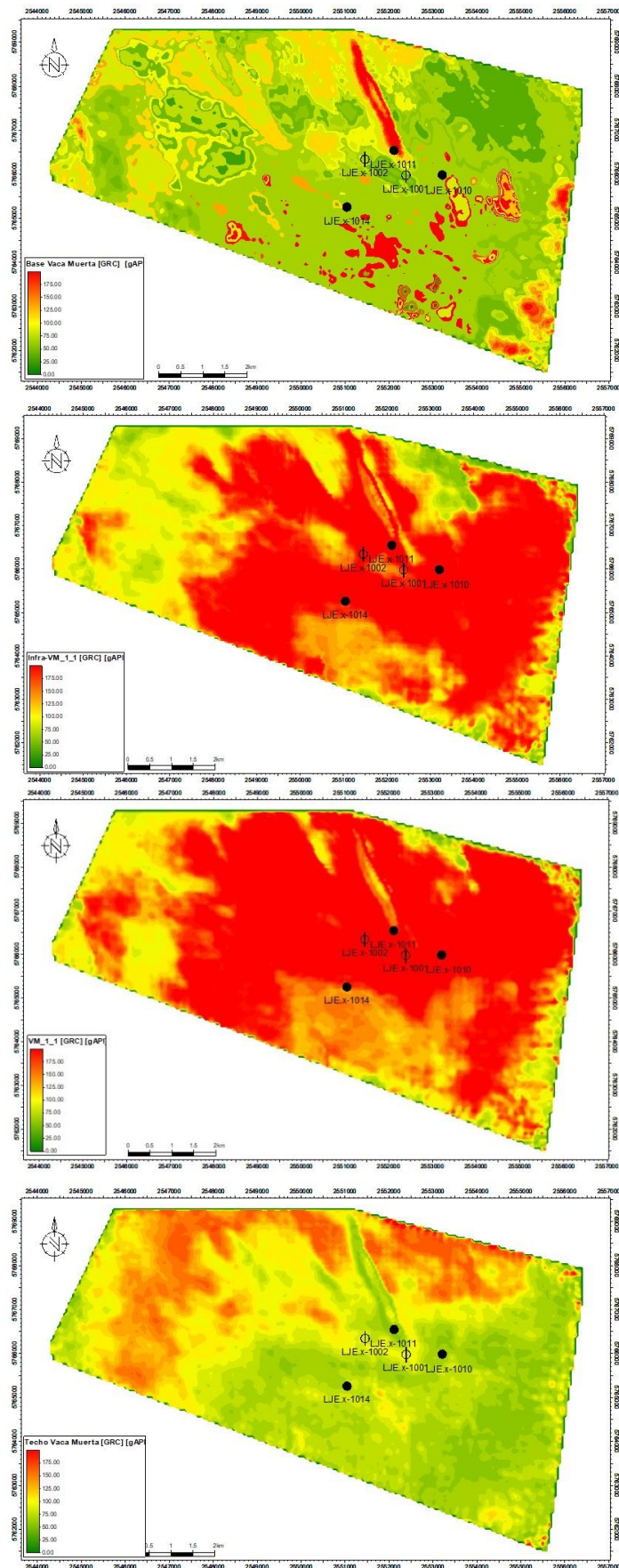


Figura 53. Mapas del atributo Inversión Genética GR extraídos del modelo 3D para (de arriba abajo) Base de la Fm. Vaca Muerta, InfraVM_1_1, VM_1_1 y Techo de la Fm. Vaca Muerta.

Propiedades Elásticas y Geoquímicas

La presencia de material orgánico otorga a las rocas propiedades elásticas únicas. Dos de ellas se refieren a la velocidad compresional y a la densidad, elementos intrínsecos de la impedancia acústica (IA). Los tiempos de tránsito acústico (inversa de la velocidad compresional) y la densidad aumentan y disminuyen respectivamente debido a la presencia de material orgánico (Yaping Zhu, 2011). El cubo de IA resulta sumamente útil para obtener, mediante regresiones derivadas del dominio del pozo y luego extrapoladas a todo el cubo, volúmenes de dichas propiedades, así como también calcular y predecir el contenido orgánico. Que no haya una significativa variación de la porosidad o la mineralogía que puedan afectar los tiempos de tránsito y la densidad, es importante para poder calibrar esas dos propiedades con el COT (Passey y Bohacs, SPE, 2010).

Sobre la sección de la figura 54 del cubo de IA se puede ver existe un pequeño desfase entre el cubo de IA y los horizontes. Sin embargo, se distingue que la sección basal transgresiva de la Fm. Vaca Muerta presenta bajos valores de IA marcando un claro contraste con la subyacente formación Tordillo. Hacia la parte superior progradante hay un aumento mostrando patrones de variación similar a los descritos para los atributos estratigráficos. El pasaje a la Fm. Quintuco es más gradual, presentándose los valores más altos de IA sobre el techo de Vaca Muerta.

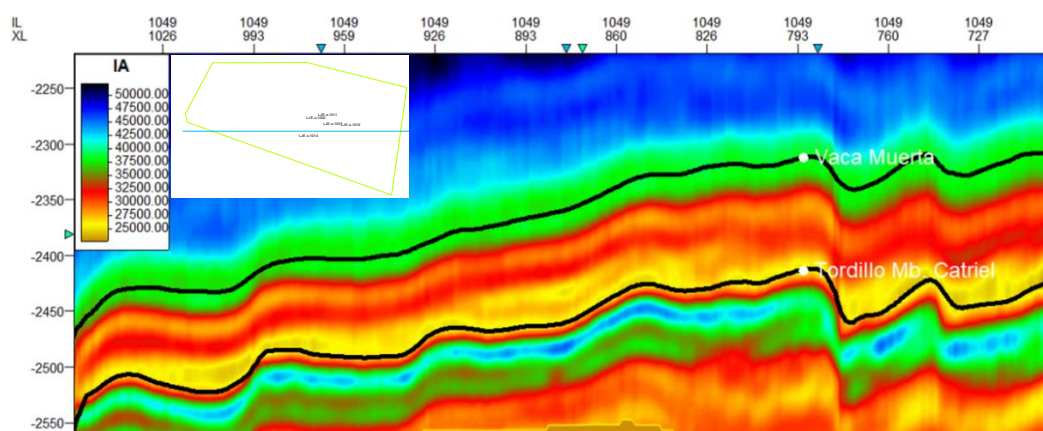


Figura 54. Inline 1049 sobre el cubo de IA ilustrando el patrón de variación vertical.

Comparando los perfiles IA calculado ($V_p \times \text{DEN}$) para cada sondeo e IA extraído del modelo 3D previo escalamiento del cubo original, versus el COT%, se evidencia claramente la relación inversa entre estas dos variables (figura 55).

La relación que mejor adapta entre la IA y el DTC resulta de tipo cuadrática. La ecuación se ilustra en la figura 56 donde se distingue el carácter inverso y una mínima dispersión entre los datos.

Calculamos entonces para cada pozo un nuevo DTC según esta ecuación y comparamos con la original (figura 57). Con la superposición de las curvas, podemos cotejar que el DTC calculado (rojo) posee una muy buena correlación con el DTC original, incluso en aquellos que no fueron tenidos en cuenta para la correlación anterior. De manera que confirmado esto procedemos con la misma ecuación a la transformación del cubo de IA a uno de DTC, como se ilustra en la sección de la figura 58.

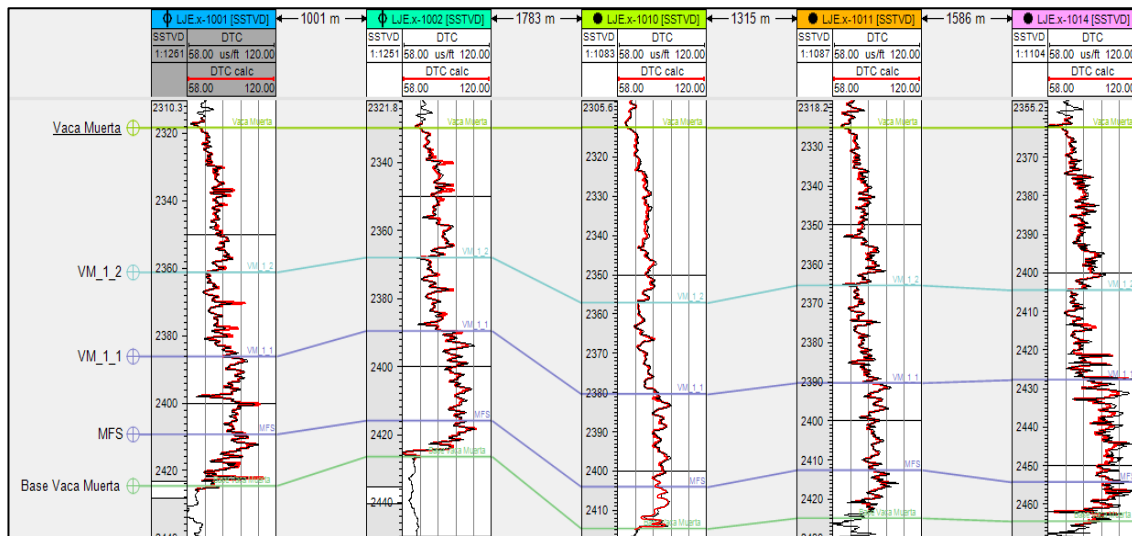


Figura 57. Comparación entre DTC original (negro) y el calculado (rojo).

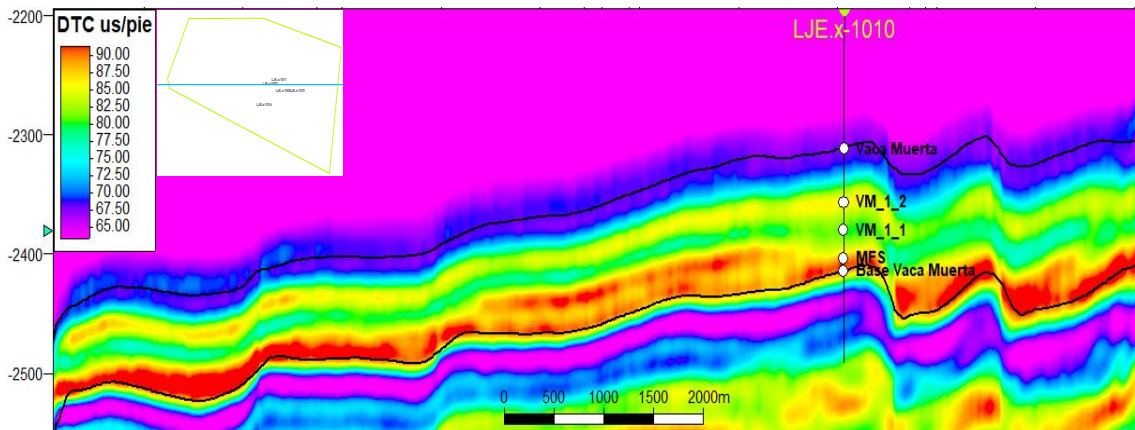


Figura 58. Inline1049 sobre el cubo de DTC.

Este cubo de DTC fue posteriormente escalado al modelo estructural 3D (figura 59). Posteriormente se compararon los valores extraídos de la sísmica con los originales de los pozos. Del simple análisis visual se desprende que los mayores tiempos de tránsito se ubican en la primera y segunda zona de nuestro modelo, Base de Vaca Muerta-MFS y MFS-InfraVM_1_1. Próximo a VM_1_2 se registra un nuevo aumento, aunque más leve.



58

-Densidad (DEN) a partir de la IA.

Las partículas orgánicas, si se presentan en cantidad, reducirán la densidad de las rocas, y en consecuencia, la densidad medida por las herramientas en pozo (Passey y Bohacs, SPE, 2010). La relación que más aproxima a esta variable con la IA es también de tipo cuadrática (figura 60) pero ahora la densidad aumenta junto con la impedancia acústica. Esto concuerda con la relación inversa que existe entre la IA y el contenido orgánico.

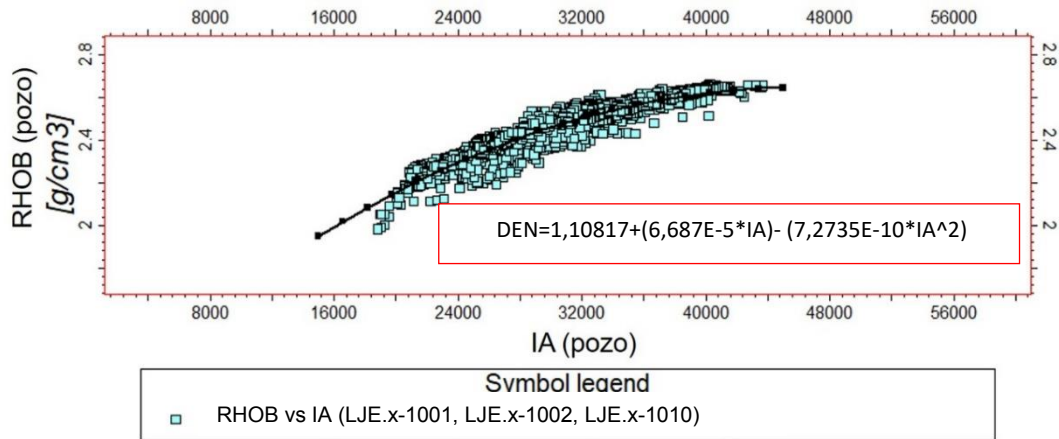


Figura 60. Correlación entre IA y DEN a escala de pozos.

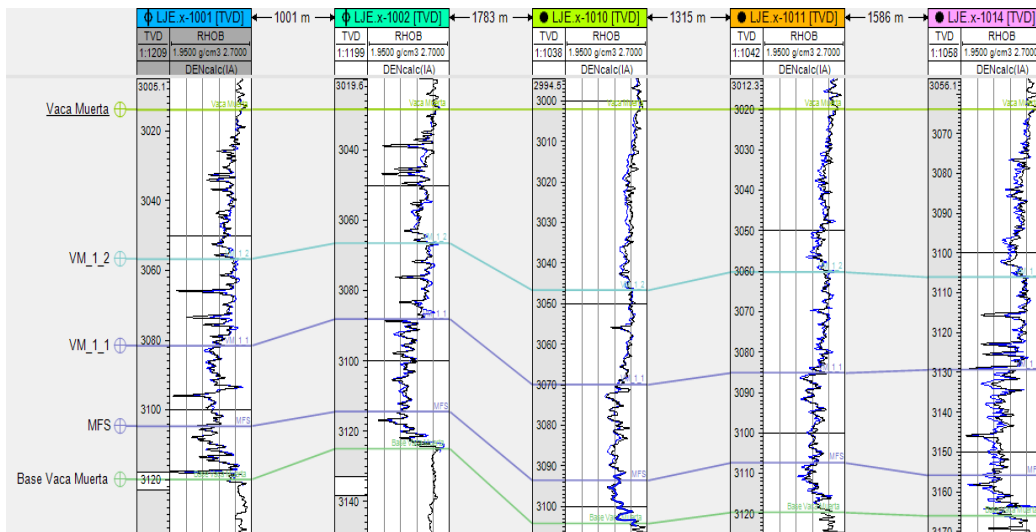


Figura 61. Comparación entre el perfil original (negro) y calculado (azul) de DEN.

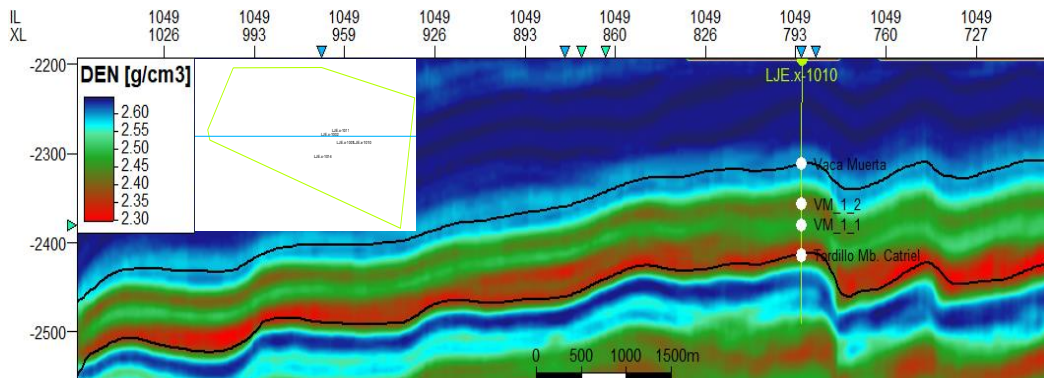


Figura 62. Inline 1049 sobre el cubo en profundidad de DEN.

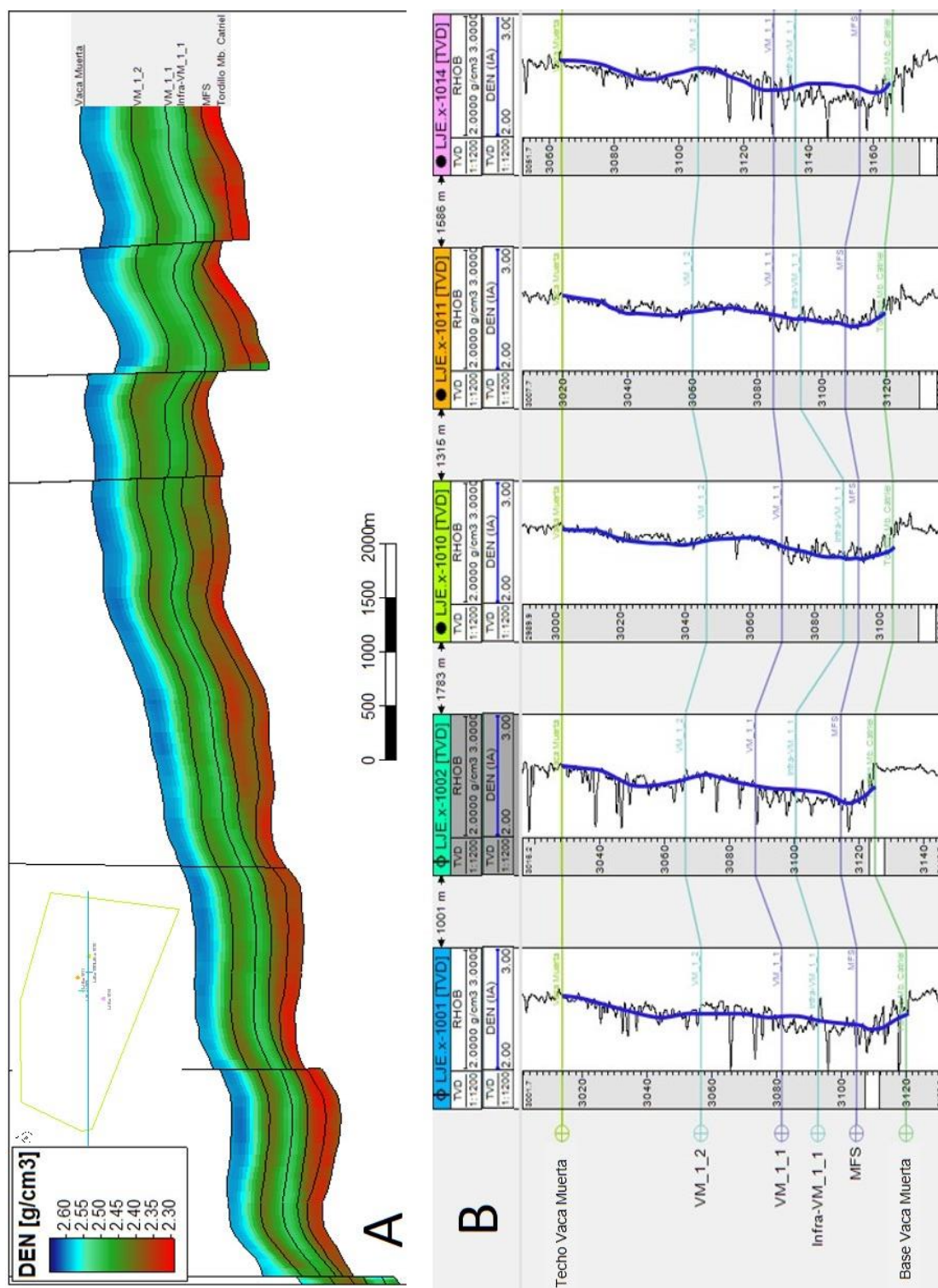


Figura 63. A) Inline 1050 sobre el modelo estructural escalado con la propiedad DEN. B) Comparación entre el DEN original (negro) y el extraído para cada pozo del modelo (azul).

Con la IA entonces, se pueden estimar con alto grado de correlación los perfiles sónico y densidad. Cabe aclarar que como la resolución vertical es la de la sísmica no se puede obtener el detalle de los perfiles.

-Tiempo de Tránsito de Cizalla (DTS)

Se ha visto también que el COT tiene un impacto efectivo en las ondas S (Zhu et al., 2010). El DTS es además una propiedad a partir de la cual se extraen propiedades geomecánicas, en conjunto con el DTC. Para su cálculo se implementó la elásticas con el DTC resultando la regresión una recta (figura 64).

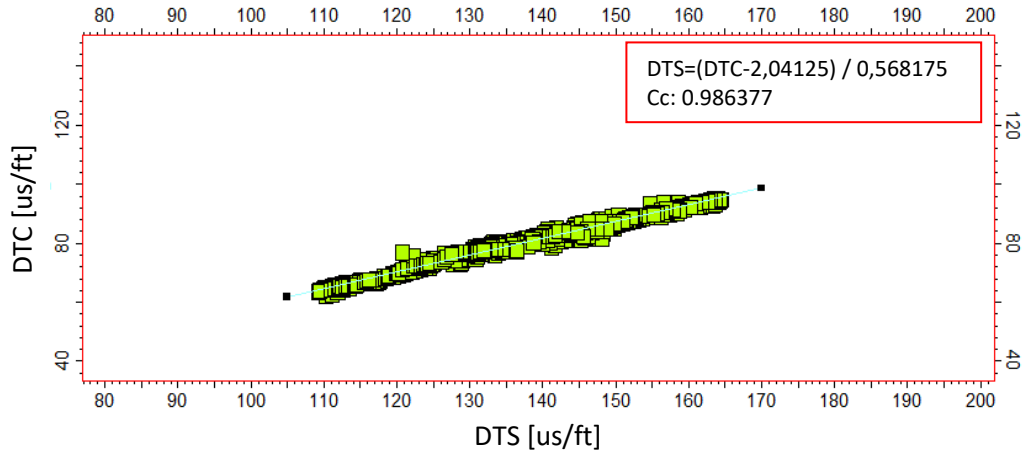


Figura 64. Correlación entre DTS y DTC a escala de pozos.

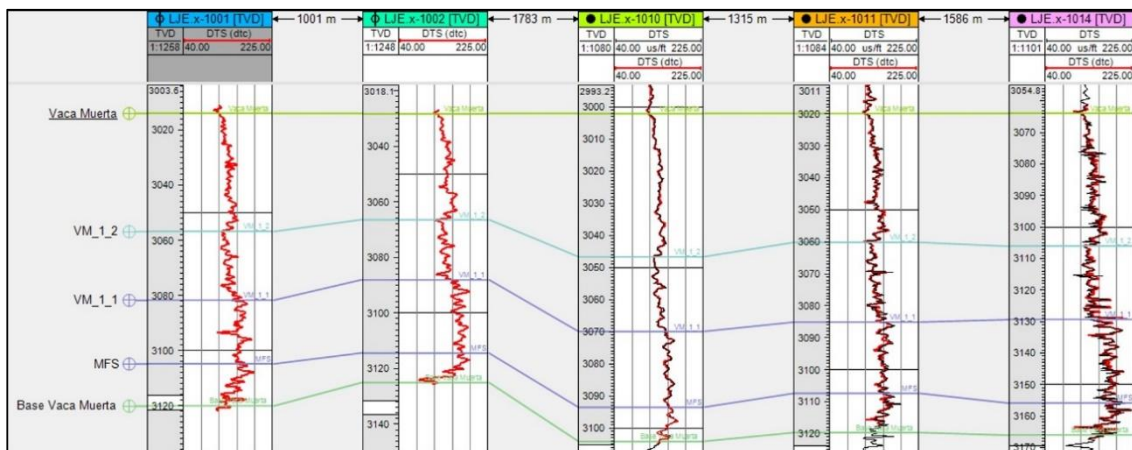


Figura 65. Comparación entre el perfil original (negro) y calculado (rojo) de DTS.

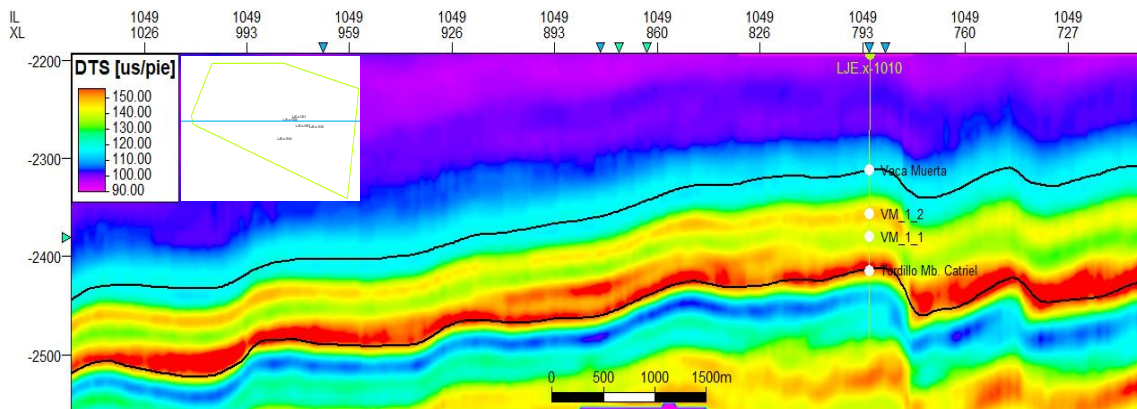


Figura 66. Inline 1050 sobre el cubo de DTS.

La variación vertical de esta propiedad es similar que para el caso del DTC, con dos secciones donde los valores son mayores, siendo la inferior el de mayor magnitud.

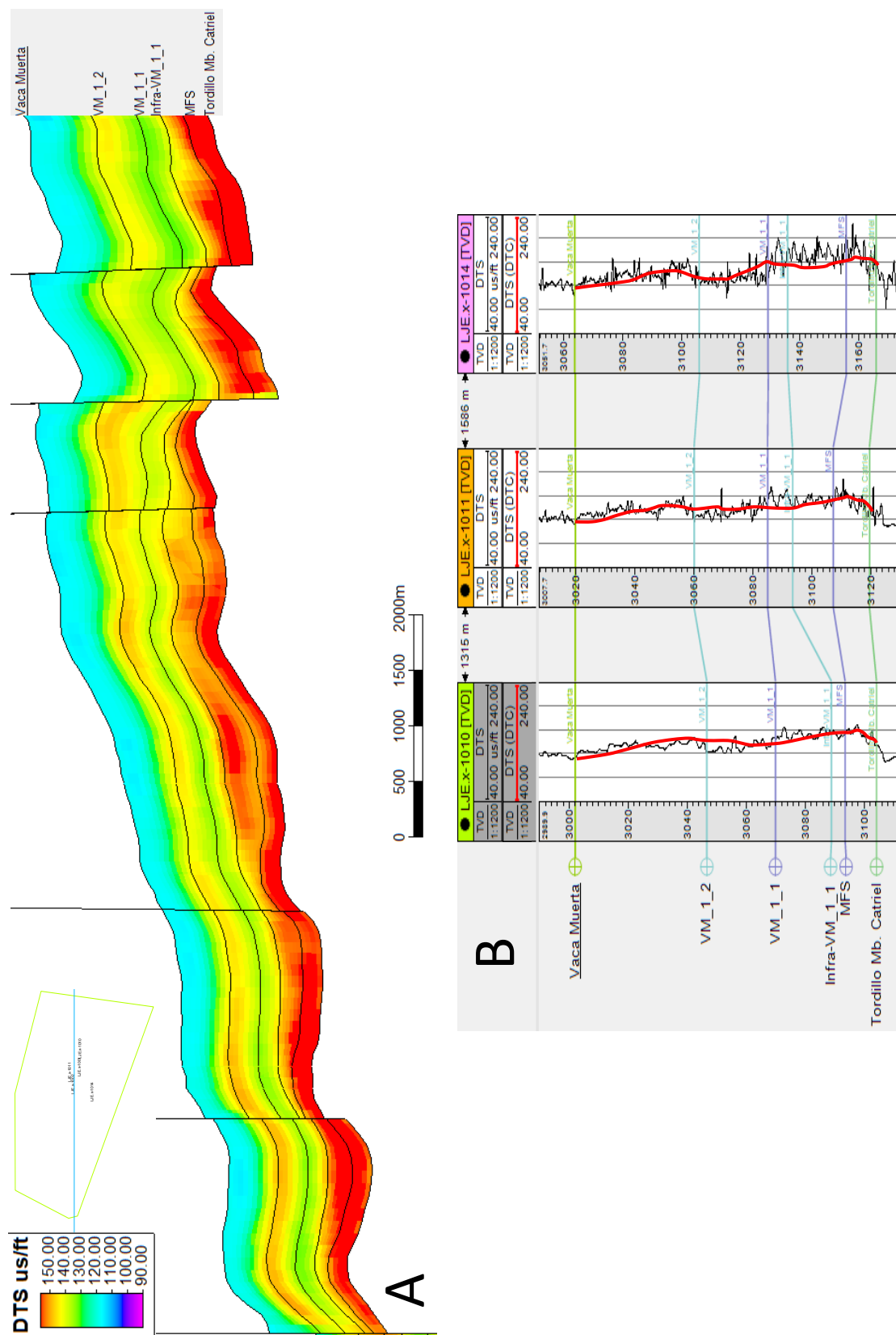


Figura 67. A) Inline 1050 sobre el modelo estructural escalado con la propiedad DTS. B) Comparación entre el DTS original (negro) y el extraído del modelo para los pozos indicados (rojo).

-Contenido orgánico (COT)

Dentro de las consideraciones para el análisis de un play no convencional el COT es indudablemente uno de los parámetros fundamentales. Según las mediciones realizadas en los pozos LJE.x-1010, LJE.x-1011 y LJE.x-1014 (ver figura 69), los valores se encuentran mayormente por arriba de 2%, siendo este el porcentaje mínimo que se estima como aceptable.

Como se ha mencionado, la IA es una de las propiedades que mejor refleja las variaciones del COT. Por lo tanto, la obtención de un modelo de COT a partir de la IA resulta de suma utilidad a la hora de predecir esta propiedad en toda el área donde no hay ajuste con los datos extraídos a partir de las muestras de pozo.

De acuerdo al análisis realizado se observó que la relación que mejor adapta entre el COT% y la IA es una de tipo lineal inversa, con un coeficiente de correlación aceptable de 0.74 (figura 68). Cabe recordar aquí que el COT% utilizado corresponde al COT% de cuttings corregido por el COT% de corona.

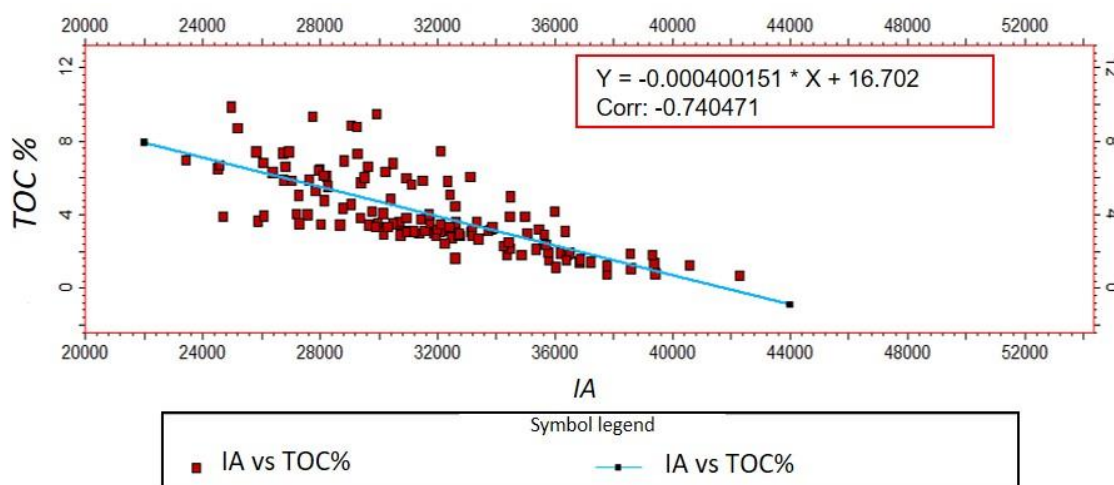


Figura 68. Correlación entre IA y COT a escala de pozos.

El cálculo de COT% para cada pozo utilizando la ecuación de la recta anterior, muestra muy buenas correlaciones con los valores originales salvo para el pozo LJE.x-1010 donde la tendencia de los valores altos de COT% para el intervalo Base Vaca Muerta y VM_1_1 no son reproducidos con tanta aproximación (figura 69).

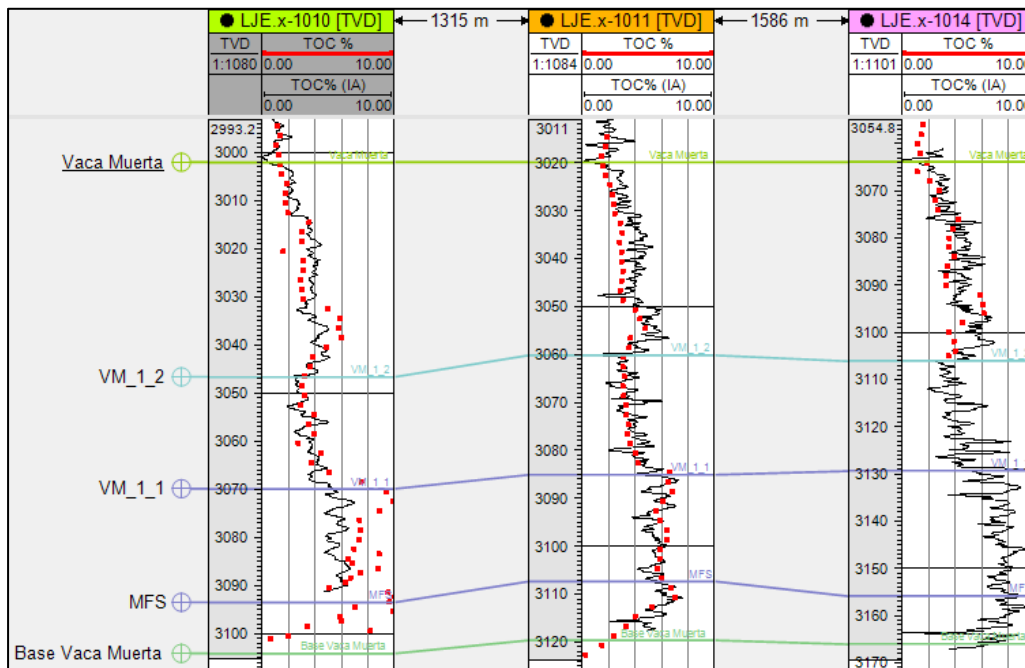


Figura 69. Comparación entre el perfil original (puntos rojos) y calculado (negro) de COT.

Extrapolando entonces esta relación al modelo estructural 3D obtenemos la siguiente correlación a nivel de pozos:

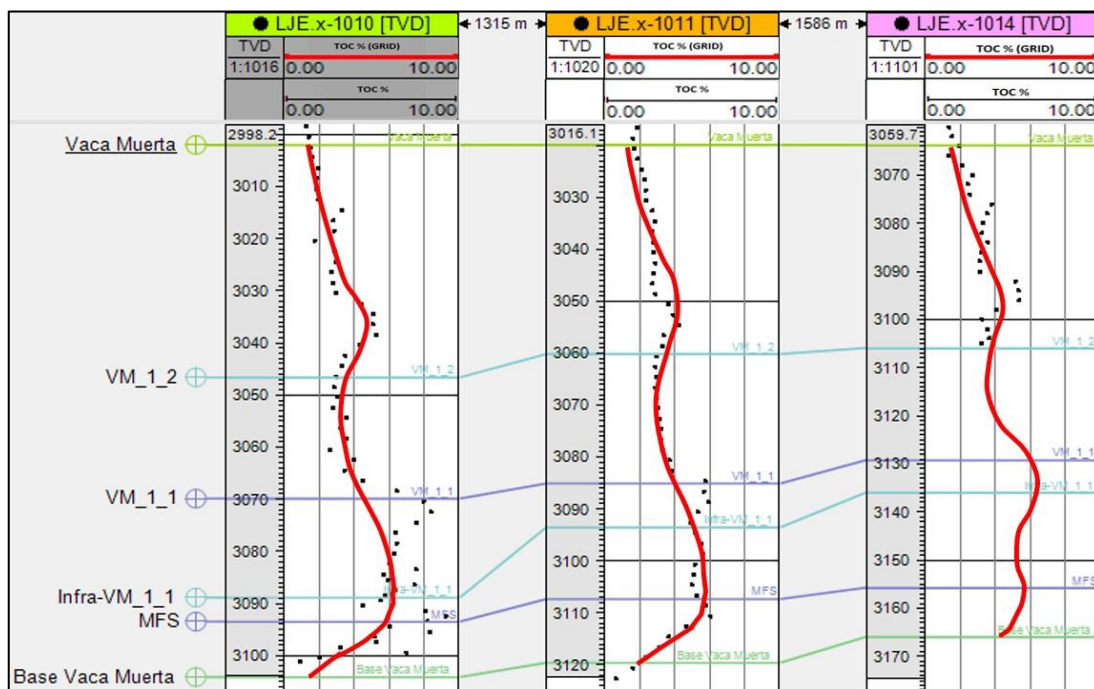


Figura 70. Comparación entre el COT% original (puntos negros) y el extraído del modelo para los pozos indicados (rojo).

El modelo 3D de COT% que se obtuvo (secciones de las figuras 71 y 72) sugiere que existen dos intervalos donde los valores de esa propiedad experimentan aumentos claramente diferenciables y que es posible identificarlos

a lo largo de todo el volumen. Estos son: Base Vaca Muerta – VM_1_1, y una sección menor alrededor de VM_1_2.

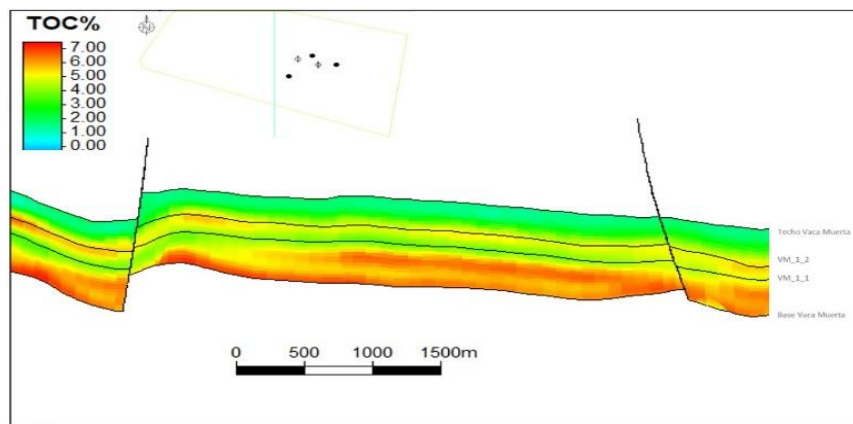


Figura 71. Crossline 885 del modelo 3D de COT%.

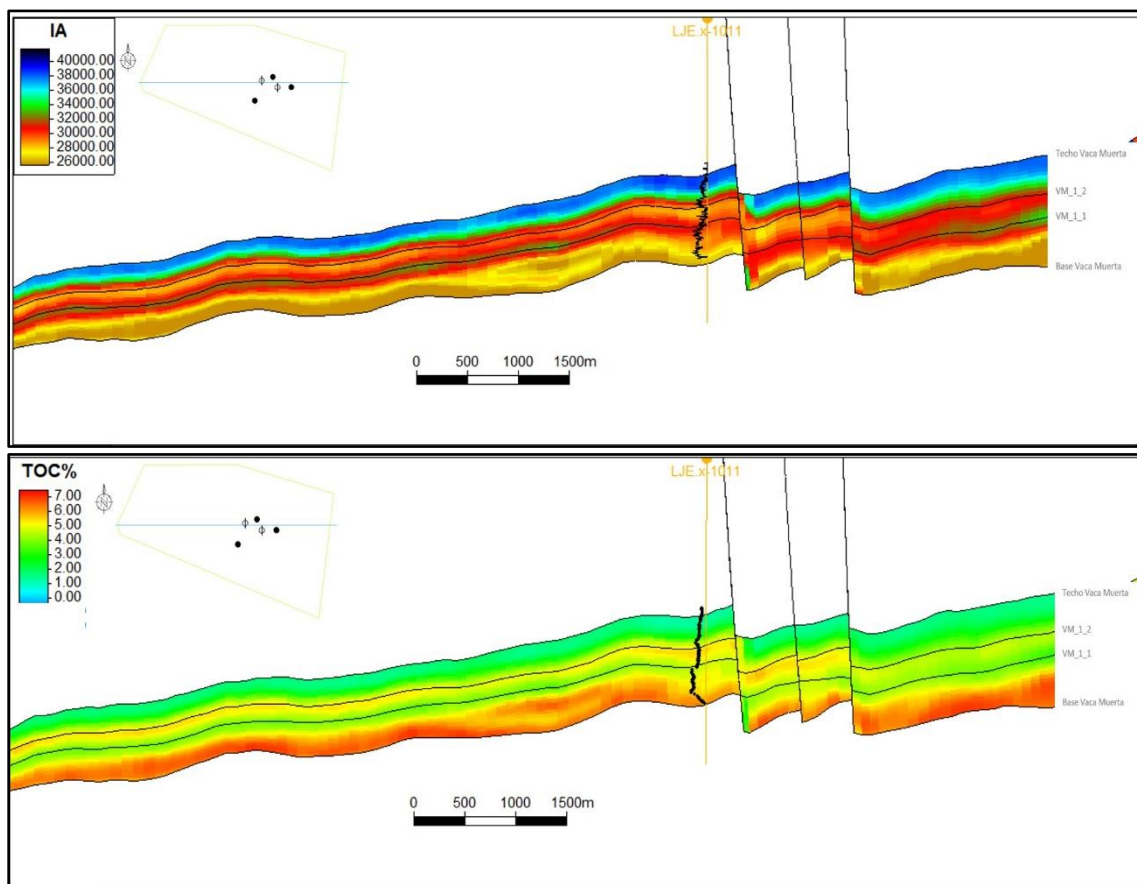


Figura 72. Comparación entre inlines 1050 del modelo 3D de COT% (abajo) e IA (arriba). Se ilustran también los perfiles originales para cada propiedad del pozo LJE.x-1011.

Se ha colocado además en la figura 72 una sección del modelo 3D de IA sobre la misma inline que la indicada para el COT%. La sección basal transgresiva es la que posee los valores de IA más bajos y recíprocos COT% más alto. En la figura 55, esto mismo puede ser corroborado con los valores originales de cada variable a nivel de pozo.

A partir del modelo también se extrajeron valores promedio para tres secciones (Base Vaca Muerta-VM_1_1; VM_1_1-VM_1_2; y VM_1_2-TVM) para poder observar variaciones no solamente verticales, sino también arealmente (figuras 73 y 74). Si nos guiamos de esta manera, la distribución lateral de COT% no es muy homogénea. Entre la Base Vaca Muerta y VM_1_1 pareciera estar controlada por la paleotopografía. Más hacia arriba, esta variación lateral se atenúa. Verticalmente se comprueba el predominio del intervalo inferior, con valores promedio que alcanzan el 6%.

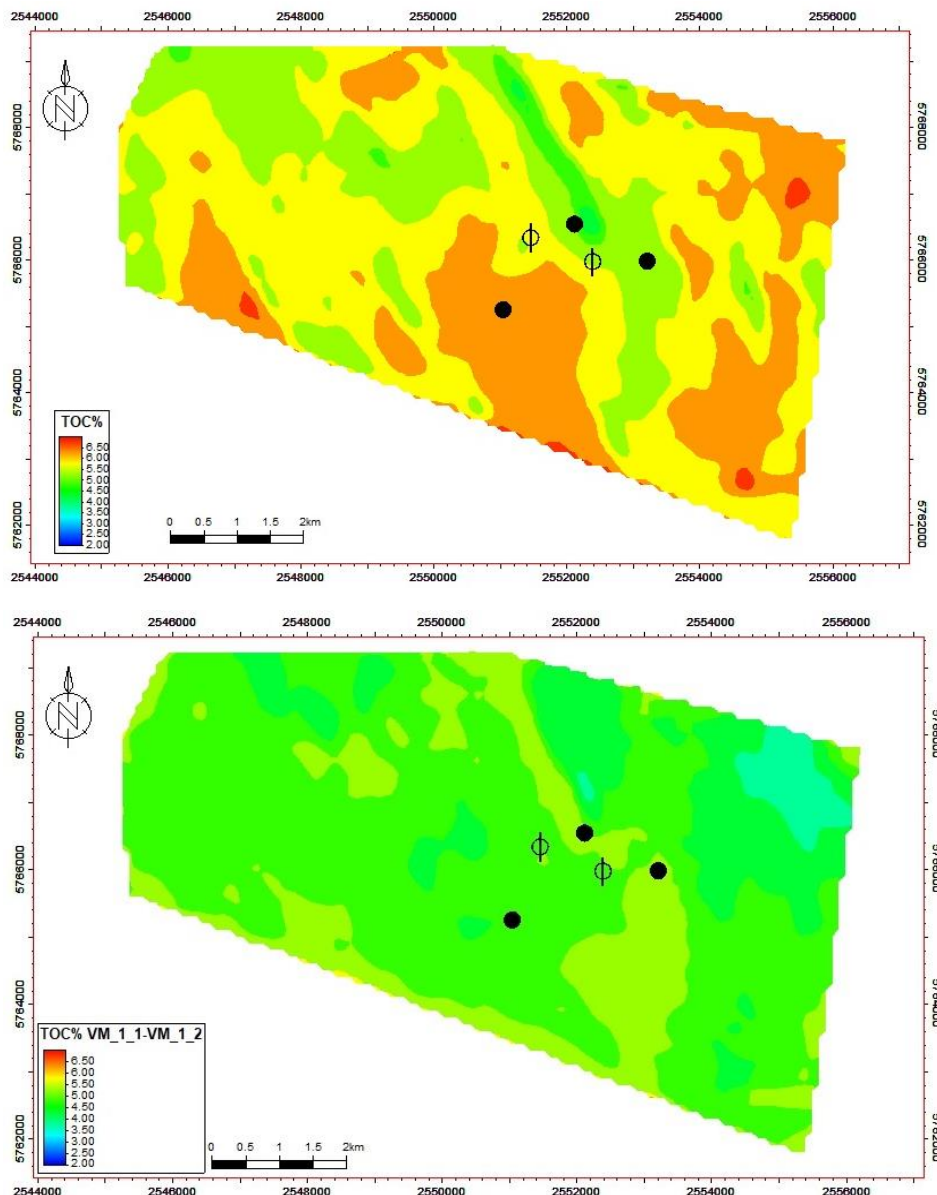


Figura 73. Valores promedio de COT% a partir del modelo 3D de los intervalos Base Vaca Muerta-VM_1_1 (arriba), y VM_1_1-VM_1_2 (abajo).

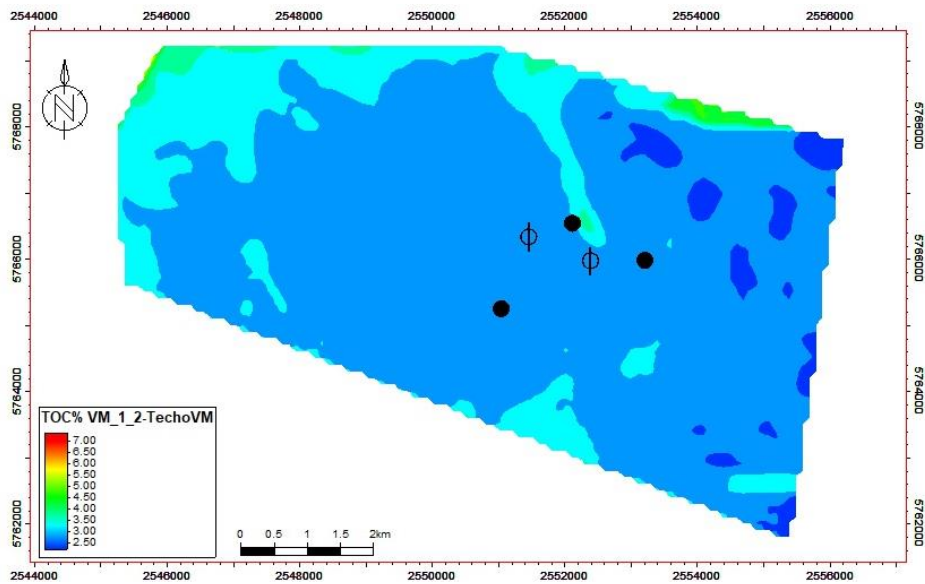


Figura 74. Valores promedio de COT% a partir del modelo 3D del intervalo VM_1_2-Techo Vaca Muerta.

Tomando ahora el valor mínimo de 2% de COT (umbral apropiado para el desarrollo de un play no convencional) acotamos nuestro volumen (figura 75).

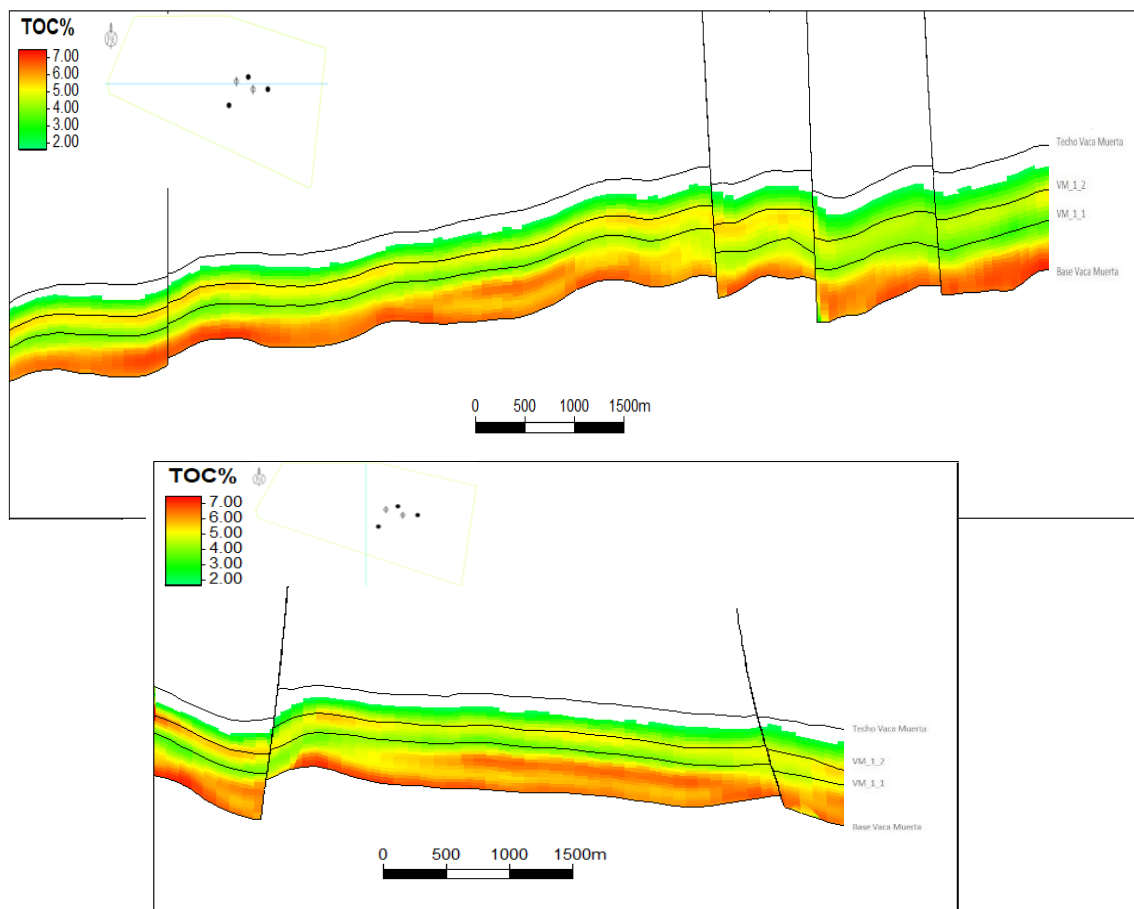


Figura 75. Inline 1057 (arriba) y crossline 885 (abajo) a partir del modelo 3D de COT% con un filtro de COT>2%.

Se ha eliminado con este filtro una sección próxima al techo de la formación de entre 15 y 20 metros. El mapa de espesor útil aplicando este umbral se muestra en la figura 76.

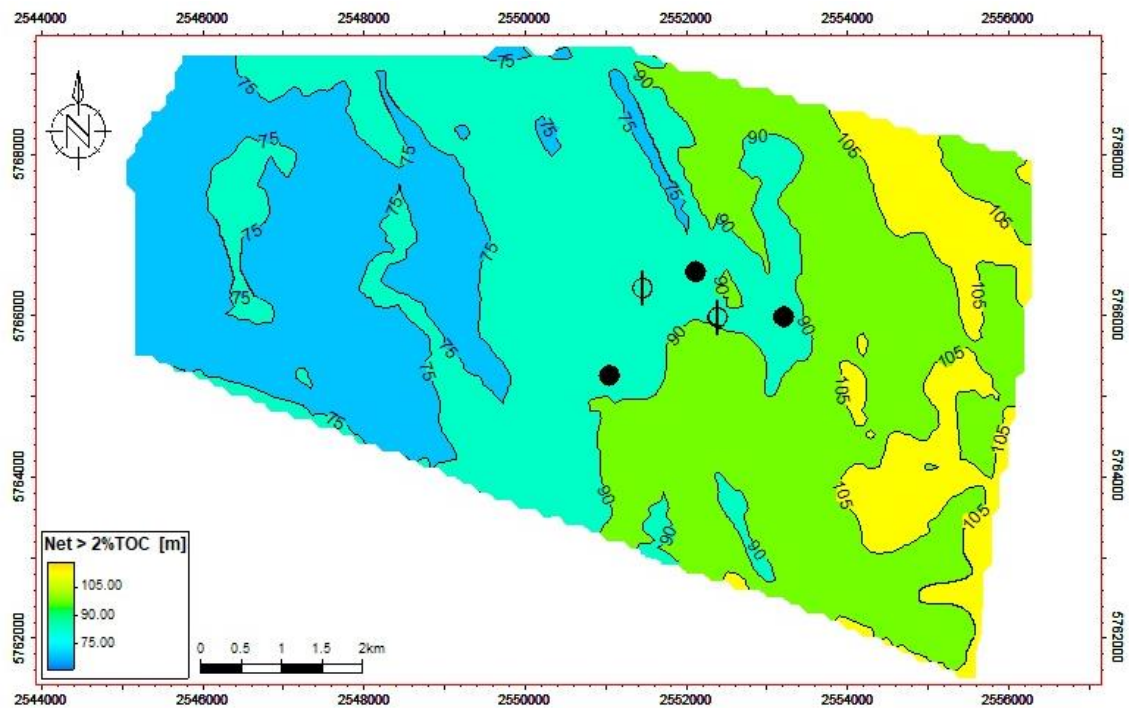


Figura 76. Mapa de espesor útil de la Fm. Vaca Muerta con un COT > 2%.

Propiedades elásticas ν y E

Haciendo uso de los volúmenes de DTC, DTS y DEN generados a partir de la sísmica, fueron determinados dos de los parámetros elásticos más importantes, el Coeficiente de Poisson (ν) y el Módulo de Young (E). A partir de ellos se derivan conclusiones geomecánicas relacionadas con la fracturabilidad de la roca.

$$\nu = \left[0.5 * \left(\frac{DTS}{DTC} \right)^2 - 1 \right] / \left[\left(\frac{DTS}{DTC} \right)^2 - 1 \right]$$

$$E = 2 * \left[DEN * \left(\frac{1}{DTS} \right)^2 * (1 + \nu) \right] * 0.145$$

donde

$$DTS = (DTS * 1000) \div 3.28084$$

Como se comentó en la sección metodológica, la hipótesis consiste en que las rocas frágiles están caracterizadas por valores de ν bajos y moderado a alto E , siendo consideradas como más apropiadas al momento de realizar la fracturación hidráulica.

- *Coeficiente de Poisson “ ν ”*

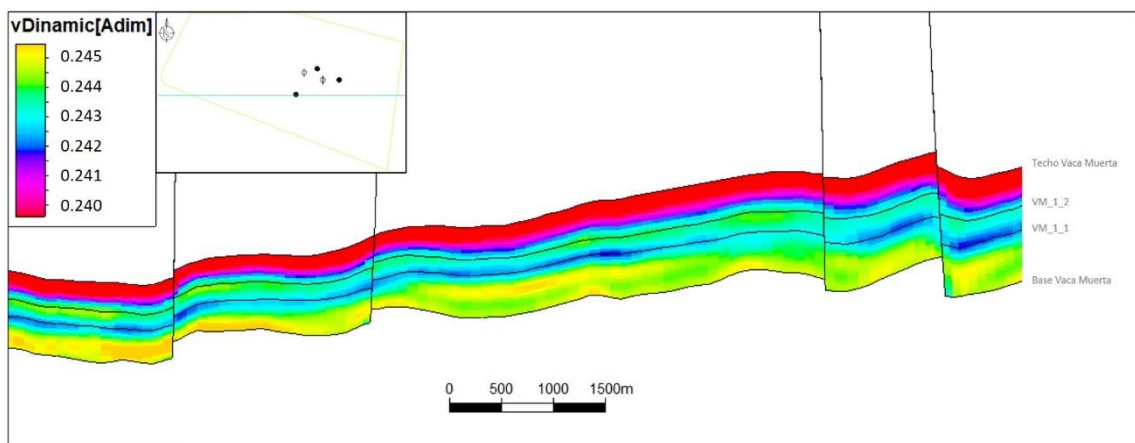


Figura 77. Inline 1025 del modelo 3D del Coeficiente de Poisson.

Los valores promedio de ν [adim] por zona (las indicadas en la figura 77) son los mostrados en la tabla 6.

Según la clasificación de Perez y Marfurt (2014) (Tabla 5) el comportamiento mecánico que se le asignaría a todo el intervalo ocupado por la Fm. Vaca Muerta es de tipo frágil. Sin embargo, es posible distinguir una zonación de esta propiedad cuyos límites coinciden aproximadamente con los topes indicados en la figura 77. La base posee valores más altos de ν indicando un mayor grado de ductilidad con respecto al techo de la formación.

Comportamiento mecánico	n
Frágil	0.27
Menos Frágil	0.3
Menos Dúctil	0.33
Dúctil	>0.33

Tabla 5. Valores máximos de n para la zonación de las propiedades mecánicas según Perez y Marfurt (2014).

- *Módulo de Young “E”*

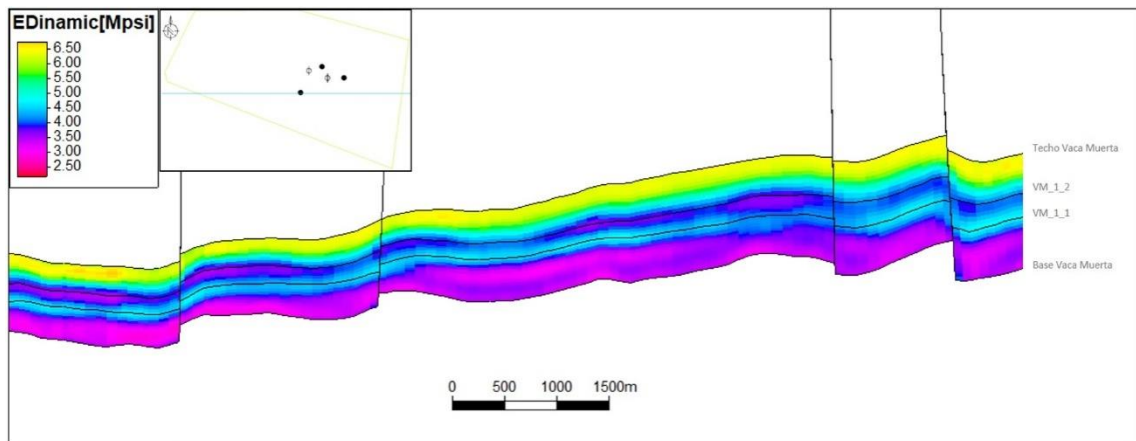


Figura 78. Inline 1025 del modelo 3D del Módulo de Young.

Los valores promedio de E [Mpsi] por zona (las indicadas en la figura 78) se indican en la tabla 6.

Intervalo	n	E
Techo Vaca Muerta – VM_1_2	0,2385	5,37
VM_1_1 – VM_1_2	0,2435	4,07
Base Vaca Muerta – VM_1_1	0,2445	3,62

Tabla 6. Valores promedio por intervalo de n y E.

La zonación de los valores de E posee una relación inversa con respecto a n. Los valores bajos se presentan en base y los altos en el techo.

Si ahora se plotean los valores de n y E para todo el intervalo ocupado por la Fm. Vaca Muerta en el gráfico n vs E de Perez y Marfurt (2014) (figura 79) se contempla una curva que ocupa mayormente el área Menos frágil.

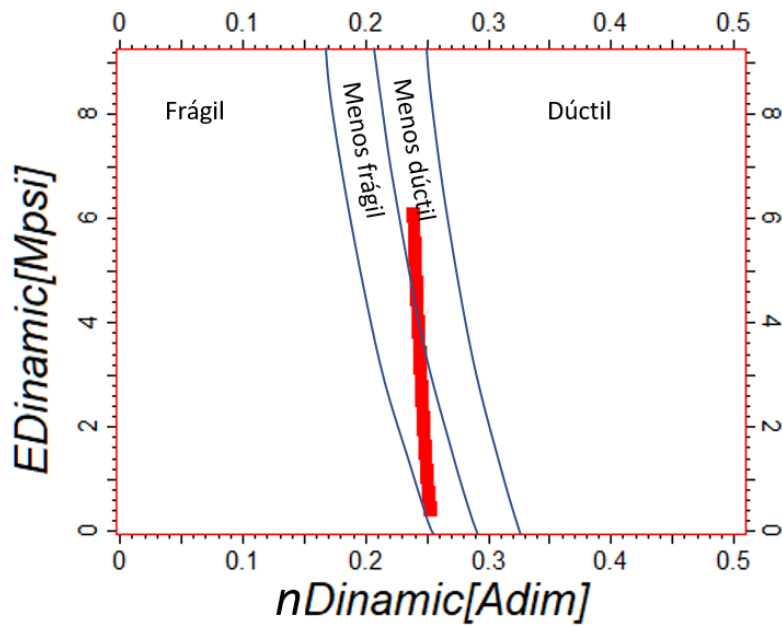


Figura 79. Diagrama de clasificación de fragilidad de las rocas según E y n. Perez y Marfurt, 2014.

El intervalo inferior de la Fm. Vaca Muerta posee para esta área los valores mas altos de n y mas bajos de E , resultando en una roca menos frágil con respecto a los intervalos superiores donde estas propiedades sufren el efecto inverso. La presencia de mayor cantidad de material orgánico sería la principal causa del menor grado de fragilidad, e inversamente el menor contenido orgánico y litologías mas carbonáticas la de la mayor fragilidad.

CONCLUSIONES

Una primera aproximación sismoestratigráfica y estructural ha permitido identificar por un lado las secuencias presentes en el área Loma Jarillosa Este y con los horizontes interpretados realizar mapas estructurales, y por el otro, las fallas y su disposición, lo que demostró la simpleza estructural del área:

- El modelo deposicional propuesto para Vaca Muerta – Quintuco indica un ambiente de rampa carbonática progradante en sentido NO, con depósitos basales silicoclásticos y ricos en materia orgánica (Fm. Vaca Muerta), gradando hacia arriba y en sentido NO a depósitos carbonáticos en posiciones proximales (Fm. Quintuco).

- El intervalo Base Vaca Muerta – VM_1_1 corresponde al denominado “Hot Shale” de la formación y coincide con los límites de secuencia T1 y T2 respectivamente, abarcando la parte inferior distal de la unidad sismoestratigráfica 1.

- VM_1_2 corresponde al límite de secuencia T3, punto donde inicia la unidad 2.

- La unidad litológica Vaca Muerta disminuye levemente en espesor hacia el NO, coincidente con la dirección de progradación.

- Los mapas estructurales muestran una estructuración simple para el intervalo ocupado por la Fm. Vaca Muerta. Se caracteriza por suaves plegamientos y tres trenes de fallas normales de orientación ONO-ESE y que responden a esfuerzos transtensivos dextrógiros.

- Estas fallas son visualizadas por los diferentes atributos geométricos, Varianza, Curvatura máxima y Curvatura de buzamiento, contribuyendo a la interpretación de detalle

Las Inversiones genéticas de GR y U (es importante volver a señalar la validez de la metodología pero la falta de soporte estadístico para este trabajo por la escases de pozos) son cualidades preliminares que al estar relacionados directamente con el contenido de litologías finas y orgánico respectivamente, permitieron una primera aproximación para caracterizar zonas de posible interés petrolero. Se encontraban entre la base de Vaca Muerta y el horizonte VM_1_1. Existe una concordancia entre los mapas extraídos de estas propiedades con los de COT obtenidos a partir de la IA, ya que todos presentan los valores más altos para la sección mencionada.

La caracterización posterior de las propiedades elásticas fue posible gracias a la buena correlación entre la IA con DTC, DEN y COT, y entre el DTS y DTC:

- La impedancia acústica muestra los valores más bajos sobre la base de la formación, aumentando hacia el techo.

- Las propiedades correspondientes a DTC y DTS, muestran los mayores tiempos de tránsito en la base de la formación hasta el horizonte Infra VM_1_1, disminuyendo luego hasta el VM_1_1.

- El volumen de densidad calculado a partir de la IA ilustra los menores valores en la base de la formación, aumentando hasta el VM_1_1.

- El contenido orgánico otorga cualidades particulares a las rocas, aumentando el tiempo de tránsito y disminuyendo la densidad.
- El volumen de COT obtenido según su correlación con la IA evidencia una sección inferior entre la base de la formación y VM_1_1 donde los valores promedio son los mayores para toda la formación, variando en torno al 6%.
- Así como se ha valorado según las diferentes propiedades una sección de interés entre la base de la Fm. Vaca Muerta y el VM_1_1, hay una zona próxima al VM_1_2 con similares características pero de menor espesor que podría resultar también de interés.
- Los volúmenes de los parámetros elásticos “E” y “n” muestran que los intervalos más ricos en COT son los más dúctiles. Inversamente, los más frágiles son los más pobres, efecto litológico asociado al aumento de carbonatos.

BIBLIOGRAFÍA

Askenazi, A., Biscayart, P., Cáneva, M., Montenegro, S. y Moreno, M. Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU. SPE. 2013.

Arregui, C., Gazzera, C., Seguí, C., Carbone, O. & Quiroga, J. 2005. Las trampas del eje Charco Bayo – Caracol. En: Kozlowski, E. Vergani, G & Boll, A. (Eds.): Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. Simposio 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG): 239-260. Mar Del Plata.

Brisson, I. y Veiga, R. 1999. Gira de campo, Cuenca Neuquina. YPF, informe inédito.

Cristallini E.O., Tomezzoli, R., Pando, G., Gazzera, C., Martínez, J.M., Quiroga, J., Buhler, M., Bechis, F., Barredo, S. & Zambrano, O. 2009. Controles precuyanos en la estructura de la Cuenca Neuquina. Revista de la Asociación Geológica Argentina 65(2): 248-264.

Dominguez R. F., Octavian C., 2016, Organic-rich Stratigraphic Units in the Vaca Muerta Formation, and their Distribution and Characterization in the Neuquen Basin (Argentina), Unconventional Resources Technology Conference, Texas, USA.

Fernández M.L., Mirenda, S. & Belotti, H. 2005. Evolución estructural de los hemigrábenes en la porción oriental de la Cuenca Neuquina – Argentina – V SINTEX V Seminario de interpretación Exploratoria PETROBRAS. Río de Janeiro.

Franzese, J., Spalletti, L., Gómez Pérez, I. y Macdonald, D. 2003. Tectonic and paleoenvironmental evolution of Mesozoic sedimentary basins along the Andes foothills of Argentina (32°-54°S). Journal of South American Earth Sciences.

Gonzalez G., Vallejo M. D., Kietzmann D., Marchal D., Desjardins P., González Tomassini F., Gomez Rivarola L., Domínguez R. F., 2016, Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos; Instituto Argentina del Petróleo y del Gas, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Groeber, P. 1946. Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70 °. 1. Hoja Chos Malal. Revista de la Sociedad Geológica Argentina.

Groeber, P., Stipanovic, P.N. y Mingramm, A. 1953. Jurásico. Geografía de la República Argentina.

Gulisano, C.A., Gutiérrez Pleiming, A. & Digregorio, R.E. 1984. Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica del oeste de la provincia del Neuquén. 9° Congreso Geológico Argentino, Actas 1: 236-259. Buenos Aires.

Howell, J. A., Schwarz, E., Spalletti, L. A. y Veiga, G. D. 2005. The Neuquén Basin: an overview. En: Veiga, G. D., Spalletti, L. A., Howell, J. A. y Schwarz, E. (eds.). The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics. Geological Society, London, Special Publications.

Leanza H. A, 2009, Las Principales discordancias del Mesozoico de la Cuenca Neuquina según observaciones de superficie, Revista del Museo Argentino de Ciencias Naturales, Buenos Aires.

Leanza H. A., Arregui C., Carbone O., Danieli J. C., Vallés J. M., 2011, Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, Asociación Geológica Argentina, Buenos Aires.

Leanza, H.A., Sattler, F., Martínez, R.S. y Carbone, O. 2011. La Formación Vaca Muerta y Equivalentes (Jurásico Tardío-Cretácico Temprano) en la cuenca Neuquina. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino.

Legarreta, L. & Gulisano, C.A. 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior-Terciario inferior, Argentina). En: Chelbi, G. & Spalletti, L. (Eds.): Cuencas Sedimentarias Argentinas, Serie Correlación Geológica, 6, Universidad Nacional de Tucumán: 221-243. S. M. de Tucumán.

Legarreta L., Villar H. J., 2015, The Vaca Muerta Formation (Late Jurassic - Early Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina: Sequences, Facies and Source Rock Characteristics, Unconventional Resources Technology Conference, Texas, USA.

Macdonald, D., Gomez-Perez, I., Franzese, J., Spalletti, L., Lawver, L., Gahagan, L., Dalziel, I., Thomas, C., Trewin, N., Hole, M. y Paton, D. 2003. Mesozoic break-up of SW Gondwana: Implications for South Atlantic regional hydrocarbon potential. Marine and Petroleum Geology.

Mirenda S. & Carbone, O. 2005. Evaluación técnica económica de los bloques Coirón Amargo y Mata Mora. Petrobras de Argentina. (Informe Inédito).

Mitchum R. M. and Ulliana M. A., 1985, Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina, in B. R. Berro, and D.G. Wooverton (eds.), Seismic Stratigraphy: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration. AAPG Memoir, p. 255-274.

Pángaro, F. & Bruveris, P. 1999. Reactivación tectónica multiepisódica de sistemas extensionales, Cuenca Neuquina, Argentina. 14° Congreso Geológico Argentino. Actas 1: 231-234. Salta.

Passey Q. R., Bohacs K. M., Esch W. I., Klimentidis R., y Sinha S., 2010, From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs, ExxonMobil Upstream Research Co., CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, Beijing, China.

Perez Altamar R, Marfurt K. Mineralogy-based brittleness prediction from surface seismic data: Application to the Barnett Shale[J]. Interpretation, 2014, 2(4): SQ1-SQ17.

Ragazzi, M., Malone, P. Caracterización de Reservorios Eólicos y sus Implicancias en la Estrategia del Desarrollo de Reservas, Caso de la Formación Tordillo, Yacimiento Loma Jarillosa Este, Cuenca Neuquina. Pluspetrol. 2008.

Reijenstein H. M, Posamentier H. W., Fantin M., Gonzalez Tomasini F., Lipinski C., 2014, Vaca Muerta Seismic stratigraphy and Geomorphology: regional architectural trends for unconventional exploration; IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG, Mendoza, Argentina.

Rossello , E. A. & Barrionuevo, M. 2005. El hemigraben invertido del yacimiento 25 de Mayo – Medanito S.E. (Cuenca Neuquina, Argentina): evolución geodinámica de un rift en borde de cuenca. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.

Spalletti, L., Franzese, J., Matheos, S. y Schwarz, E. 2000. Sequence stratigraphy of a tidally-dominated carbonate-siliciclastic ramp; the Tithonian of the southern Neuquén Basin, Argentina. Journal of the Geological Society.

Veiga, R., Lara, M. E & Bruveris, P. 1999. Distribución de los hidrocarburos sobre el margen externo en una cuenca de tras-arco. Ejemplos en la Cuenca Neuquina, Argentina. Boletín de informaciones petroleras 60: 142-164.

Vergani, G., Arregui, C. y Carbone, O., Sistemas Petroleros y Entrampamientos en la Cuenca Neuquina. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquen, 2011.

Yaping Zhu, Enru Liu, Alex Martinez, Michael A. Payne, and Christopher E. Harris (2011). "Understanding geophysical responses of shale-gas plays." The Leading Edge, 30(3), 332-338.

